



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IX kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-0610-42-23

Druk nr 3237
Warszawa, 15 maja 2023 r.

Pani
Elżbieta Witek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Marszałek,

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

**- o zmianie ustawy - Prawo energetyczne
oraz niektórych innych ustaw.**

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

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

Z poważaniem

Mateusz Morawiecki

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw^{1), 2)}

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.³⁾) wprowadza się następujące zmiany:

1) odnośnik nr 1 do ustawy otrzymuje brzmienie:

„¹⁾ Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji wdraża:

- 1) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniającą dyrektywę Rady 85/337/EWG, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 114, Dz. Urz. UE L 26 z 28.01.2012, str. 1, Dz. Urz. UE L 150 z 14.06.2018, str. 155 oraz Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1);

¹⁾ Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji wdraża:

- 1) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, Dz. Urz. UE L 311 z 25.09.2020, str. 11, Dz. Urz. UE L 41 z 22.02.2022, str. 37 oraz Dz. Urz. UE L 139 z 18.05.2022, str. 1);
- 2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).

Niniejsza ustawa służy stosowaniu:

- 1) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27);
- 2) rozporządzenia 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 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).
- ²⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji, ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych, ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, ustawę z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, ustawę z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, ustawę z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych, ustawę z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz ustawę z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
- ³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295.

- 2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 94, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, Dz. Urz. UE L 117 z 03.05.2019, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45);
- 3) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, Dz. Urz. UE L 311 z 25.09.2020, str. 11, Dz. Urz. UE L 41 z 22.02.2022, str. 37 oraz Dz. Urz. UE L 139 z 18.05.2022, str. 1);
- 4) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).

Niniejsza ustawa służy stosowaniu:

- 1) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 36, Dz. Urz. UE L 229 z 01.09.2009, str. 29, Dz. Urz. UE L 309 z 24.11.2009, str. 87, Dz. Urz. UE L 293 z 11.11.2010, str. 67, Dz. Urz. UE L 231 z 28.08.2012, str. 16, Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39, Dz. Urz. UE L 114 z 05.05.2015, str. 9, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45 oraz Dz. Urz. UE L 173 z 30.06.2022, str. 17);
- 2) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 326 z 08.12.2011, str. 1);
- 3) rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24);
- 4) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych

- do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10);
- 5) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10);
 - 6) rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241 z 08.09.2016, str. 1);
 - 7) rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27);
 - 8) rozporządzenia 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 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).”;
- 2) w art. 3:
- a) pkt 6b otrzymuje brzmienie:

„6b) sprzedaż rezerwowa paliw gazowych – sprzedaż paliw gazowych odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej gazowej lub do sieci przesyłowej gazowej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3, zwanej dalej „umową kompleksową”;
 - b) po pkt 6b dodaje się pkt 6c–6g w brzmieniu:

„6c) sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej – sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej w przypadku nieprzekazania do centralnego systemu informacji rynku energii informacji o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii;

6d) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową, zawartą między sprzedawcą energii

elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach co najmniej równych okresowi rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.⁴⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”;

- 6e) agregacja – działalność polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej;
 - 6f) agregator – uczestnika rynku działającego na rynku energii elektrycznej zajmującego się agregacją;
 - 6g) niezależny agregator – agregatora niepowiązanego ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy oraz niezaliczającego się do grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275 oraz z 2022 r. poz. 2581 i 2640), do której zalicza się ten sprzedawca;”;
- c) pkt 11a–11ba otrzymują brzmienie:
- „11a) sieć przesyłowa – sieć gazową wysokich i średnich ciśnień funkcjonalnie ze sobą związanych, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za których ruch sieciowy są odpowiedzialni odpowiednio operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z wyłączeniem linii bezpośrednich;
 - 11b) sieć dystrybucyjna – sieć gazową wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za których ruch sieciowy są odpowiedzialni odpowiednio operator systemu dystrybucyjnego

⁴⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 147 z 30.05.2022, str. 27.

gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyłączeniem linii bezpośrednich;

11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, w tym do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i technicznego bilansowania lokalnego i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 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, z późn. zm.⁵⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”, ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;”,

d) pkt 11f otrzymuje brzmienie:

„11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwórczą z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwórczą z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwarzające energię elektryczną w tej jednostce, wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120 i 295) lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw;”,

e) po pkt 11f dodaje się pkt 11fa–11fc w brzmieniu:

„11fa) wydzielona jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, z której cała wytworzona energia elektryczna jest objęta bezpośrednim dostarczaniem energii elektrycznej do wydzielonego odbiorcy;

11fb) wydzielony odbiorca – odbiorcę, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w

⁵⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45.

sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci, lub spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa ust. 3;

11fc) bezpośrednie dostarczanie energii elektrycznej – dostawy energii elektrycznej realizowane bez wykorzystania sieci elektroenergetycznej lub realizowane z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, o którym mowa w pkt 11f;”,

f) pkt 11i otrzymuje brzmienie:

„11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) lub instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub usługi elastyczności;”,

g) po pkt 11i dodaje się pkt 11j i 11k w brzmieniu:

„11j) odpowiedź odbioru – zmianę zużycia energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, str. 121, z późn. zm.⁶⁾);

11k) usługi elastyczności – usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub

⁶⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 38 z 13.02.2016, str. 23.

urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV;”,

h) pkt 12 otrzymuje brzmienie:

„12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub
- b) przesyłania dwutlenku węgla, lub
- c) przeładunku paliw ciekłych, lub
- d) agregacji;”,

i) po pkt 13d dodaje się pkt 13e i 13f w brzmieniu:

„13e) odbiorca aktywny – odbiorcę końcowego działającego indywidualnie albo w grupie, który:

- a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub
- b) magazynuje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), lub
- e) świadczy usługi systemowe, lub
- f) świadczy usługi elastyczności

– pod warunkiem, że działalności, o których mowa w lit. b–f, nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773);

13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który:

- a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami

samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221, 641 i 803), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej,

- b) za główny cel ma zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność,
- c) może zajmować się:
 - w odniesieniu do energii elektrycznej:
 - – wytwarzaniem, zużywaniem lub
 - – dystrybucją, lub
 - – sprzedażą, lub
 - – obrotem, lub
 - – agregacją, lub
 - – magazynowaniem, lub
 - realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub
 - świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, lub
 - świadczeniem innych usług na rynkach energii elektrycznej, w tym usług systemowych lub usług elastyczności, lub
 - wytwarzaniem, zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 1, 2, 3 i 3b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687);”
- j) w pkt 20 skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2021 r. poz. 610, 1093, 1873 i 2376 oraz z 2022 r. poz. 467)”,

k) pkt 23a i 23b otrzymują brzmienie:

„23a)bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu:

- a) przesyłowego elektroenergetycznego w ramach świadczonych usług przesyłania, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943”,
- b) przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe z dostawami tych paliw, w tym działanie bilansujące w rozumieniu art. 3 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15), zwanego dalej „rozporządzeniem 312/2014”;

23b) zarządzanie ograniczeniami systemowymi – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu:

- a) elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych, w tym ograniczeń sieciowych, w pracy tego systemu,
- b) gazowego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 1 i 2, wymaganych parametrów technicznych paliw gazowych w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tego systemu;”,

l) po pkt 23b dodaje się pkt 23c–23g w brzmieniu:

„23c)niezbilansowanie – niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/2195;

23d) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 11 rozporządzenia 2019/943;

23e) ograniczenia sieciowe – ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943;

- 23f) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195;
- 23g) usługi systemowe niedotyczące częstotliwości – usługi systemowe wykorzystywane do:
- a) regulacji napięcia w stanach ustalonych,
 - b) szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej,
 - c) zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej,
 - d) dostarczania prądu zwarciovego,
 - e) zapewnienia zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu,
 - f) pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej;”,
- m) pkt 29a otrzymuje brzmienie:
- „29a) sprzedawca rezerwowy paliw gazowych – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi, wskazane przez odbiorcę końcowego, zapewniające temu odbiorcy końcowemu sprzedaż rezerwową paliw gazowych;”,
- n) po pkt 29a dodaje się pkt 29b w brzmieniu:
- „29b) sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej – przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zapewniające odbiorcom końcowym przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową energii elektrycznej;”,
- o) pkt 40 otrzymuje brzmienie:
- „40) bilansowanie handlowe – zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2017/2195 dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 tego rozporządzenia;”,

- p) po pkt 40 dodaje się pkt 40a w brzmieniu:
„40a)rynek bilansujący energii elektrycznej – rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego:
- a) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia,
 - b) prowadzi zintegrowany proces grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 tego rozporządzenia,
 - c) prowadzi bilansowanie systemu,
 - d) zarządza ograniczeniami systemowymi,
 - e) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego;”
- q) uchyla się pkt 41,
- r) pkt 42 otrzymuje brzmienie:
„42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie – podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w rynku bilansującym energii elektrycznej na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania zawartej z operatorem systemu przesyłowego;”
- s) po pkt 44a dodaje się pkt 44b w brzmieniu:
„44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej oraz rynek bilansujący energii elektrycznej, służące handlowi energią elektryczną, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami systemowymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego oraz rzeczywistego czasu;”
- t) w pkt 46 skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2021 r. poz. 217, 2105 i 2106)”,
- u) po pkt 55b dodaje się pkt 55c w brzmieniu:
„55c)partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 27¹ ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;”
- v) w pkt 75 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 76 w brzmieniu:
„76) regionalne centrum koordynacyjne – regionalne centrum koordynacyjne, o którym mowa w art. 35 rozporządzenia 2019/943.”;
- 3) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:

„Art. 3a. 1. Korespondencja między przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami, w tym wnioski, oświadczenia, informacje, powiadomienia, jest wymieniana w postaci papierowej lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344) opatrzonych kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1, może wyrazić zgodę na przekazywanie korespondencji za pomocą środków komunikacji elektronicznej.”;

4) w art. 4g ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne lub przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego za pomocą sieci gazociągów kopalnianych odmawia zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, jest ono obowiązane niezwłocznie przedłożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowanemu podmiotowi powiadomienie o odmowie zawarcia umowy wraz z uzasadnieniem.”;

5) w art. 4j:

a) w ust. 3 zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

„Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o jej wypowiedzeniu.”,

b) ust. 3a otrzymuje brzmienie:

„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o jej wypowiedzeniu. Wysokość tych kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony przez odbiorcę końcowego.”,

c) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych zmianę sprzedawcy w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora przez nowego sprzedawcę o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej.”,

d) po ust. 6 dodaje się ust. 6a–6d w brzmieniu:

„6a. Operator informacji rynku energii, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego są obowiązani umożliwić odbiorcy energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w terminie 24 godzin od momentu powiadomienia operatora informacji rynku energii przez nowego sprzedawcę o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

6b. Techniczną procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, polegającą na zarejestrowaniu w centralnym systemie informacji rynku energii nowego sprzedawcy energii elektrycznej dla punktu poboru energii, przeprowadza operator informacji rynku energii w terminie 24 godzin.

6c. Termin, o którym mowa w ust. 6b, jest liczony od momentu przesłania przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej do operatora informacji rynku energii powiadomienia o zawarciu z odbiorcą energii elektrycznej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej do udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji o wyniku weryfikacji tego powiadomienia.

6d. Przypisanie sprzedawcy energii elektrycznej do punktu poboru energii, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z odbiorcą, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 6c, pod warunkiem jego weryfikacji przez operatora informacji rynku energii. Rozpoczęcie sprzedaży przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej następuje od początku doby w dacie wskazanej w powiadomieniu.”;

6) w art. 5:

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

„1b. Sprzedawca jest obowiązany do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej z operatorem

systemu przesyłowego lub z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca jest przyłączony.”,

b) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych;”,

c) w ust. 2a:

- we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyraz „handlowe”,
- uchyla się pkt 1 i 2,
- w pkt 3 w lit. a skreśla się wyraz „handlowe”,

d) w ust. 2b:

- we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyraz „handlowe”,
- w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) grafiku indywidualnego przedstawiającego zbiór danych o planowanej realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195, zwanego dalej „grafikiem handlowym”, oraz rzeczywistego poboru energii elektrycznej lub”,

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

„2c. Umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa w przypadku odbiorców podlegających ograniczeniom, o których mowa w art. 11 ust. 1–3, zawierają adres poczty elektronicznej lub numer telefonu wskazany przez odbiorcę. Odbiorca jest obowiązany niezwłocznie informować operatora systemu elektroenergetycznego bezpośrednio, a w przypadku gdy zawarł umowę kompleksową – przez sprzedawcę, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu.”,

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

„3a. Dostarczanie paliw gazowych lub energii elektrycznej do odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.

3b. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej.”,

g) po ust. 4a dodaje się ust. 4aa w brzmieniu:

„4aa. Umowę o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych zawiera się przy użyciu wzorca umowy. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego opracowują i zamieszczają na swojej stronie internetowej oraz udostępniają w swoich siedzibach wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.”,

h) ust. 4b otrzymuje brzmienie:

„4b. Umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca paliw gazowych w gospodarstwie domowym, określają strony umowy i zawierają informacje o:

- 1) prawach tego odbiorcy, w tym o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów;
- 2) możliwości uzyskania pomocy, w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci gazowej;
- 3) miejscu i sposobie zapoznania się z mającymi zastosowanie obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu gazowego.”,

i) po ust. 4c dodaje się ust. 4d–4i w brzmieniu:

„4d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej, określają strony umowy i zawierają informacje o:

- 1) prawach tego odbiorcy, a w przypadku gdy stroną umowy jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, także o sposobach pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym o sposobie rozwiązywania sporów, o którym mowa w art. 31a ust. 1;

- 2) możliwości uzyskania pomocy, w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej;
- 3) miejscu i sposobie zapoznania się z mającymi zastosowanie obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego.

4e. Sprzedawca energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:

- 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;
- 2) zakres świadczonych usług;
- 3) informacje o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;
- 4) czas trwania umowy;
- 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i o odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.

4f. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

4g. Sprzedawca energii elektrycznej, który sprzedaje energię elektryczną do co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, jest obowiązany oferować sprzedaż energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz publikować na swojej stronie internetowej oferty na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

4h. Warunkiem zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej jest uzyskanie przez sprzedawcę energii elektrycznej zgody odbiorcy końcowego.

4i. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 380) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L

197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.⁷⁾) zamieszcza na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195 oraz udostępnia te informacje, niezwłocznie po ich wyznaczeniu, w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. Ceny wyraża się w złotych za 1 MWh energii elektrycznej, z dokładnością do 1 gr.”,

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

„5a. Szczegółowe zasady i warunki współpracy odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej gazowej z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem paliw gazowych są określone w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 3, i w porozumieniu zawieranym z podmiotem eksploatującym instalację przyłączoną w fizycznym punkcie wejścia lub wyjścia.”,

k) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Sprzedawca:

- 1) paliw gazowych powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w terminie jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;
- 2) energii elektrycznej powiadamia odbiorców, którzy nie są stroną umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie:
 - a) miesiąca przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
 - b) dwóch tygodni przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”,

l) w ust. 6c skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2021 r. poz. 2166)”,

m) po ust. 6c dodaje się ust. 6ca w brzmieniu:

⁷⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24.

„6ca. Sprzedawca energii elektrycznej stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym, co najmniej raz na kwartał, o:

1) możliwościach:

- a) zakupu energii elektrycznej przez tego odbiorcę od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej,
- b) oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,
- c) zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej;

2) dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert.”,

n) po ust. 6g dodaje się ust. 6h w brzmieniu:

„6h. Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 4g, informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach, korzyściach i ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”,

o) ust. 14 otrzymuje brzmienie:

„14. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązany poinformować odbiorcę końcowego, z którym zawarł umowę sprzedaży lub umowę kompleksową, sprzedawcę rezerwowego, oraz odpowiednio, operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci przyłączony jest ten odbiorca końcowy, a także Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o konieczności zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej temu odbiorcy końcowemu oraz przewidywanej dacie zaprzestania tej sprzedaży, jeśli jest znana lub możliwa do ustalenia przez tego sprzedawcę, nie później niż w terminie 2 dni od dnia powzięcia przez tego sprzedawcę informacji o braku możliwości dalszego wywiązywania się z umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z tym odbiorcą końcowym.”,

p) w ust. 15 dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:

„Informacje te operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego przekazują niezwłocznie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.”;

7) po art. 5a dodaje się art. 5a¹ w brzmieniu:

„Art. 5a¹. 1. Agregacja odbywa się na podstawie umowy agregacji zawartej między odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem.

2. Umowa, o której mowa w ust. 1, jest zawierana niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3, i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera co najmniej określenie stron umowy oraz postanowienia określające przedmiot i podstawowe zobowiązania stron, zasady i warunki realizacji agregacji, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, zasady komunikacji i przekazywania informacji oraz ich ochrony, okres obowiązywania umowy, warunki jej zmiany oraz warunki zakończenia jej obowiązywania.

4. Umowa, o której mowa w ust. 1, może przewidywać także udostępnienie stronom tej umowy platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 3a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W takim przypadku umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera również zasady i warunki realizacji usług udostępniania tej platformy.

5. Agregator informuje operatora systemu elektroenergetycznego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o zawarciu umowy, o której mowa w ust. 1.

6. Sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 1, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar.

7. Agregator jest obowiązany do przekazywania odbiorcom końcowym energii elektrycznej kompleksowych danych dotyczących warunków oferowanych im umów.

8. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca energii elektrycznej lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może zawrzeć umowę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie z jednym agregatorem dla każdego punktu poboru energii.

9. Operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić zmianę agregatora w terminie 24 godzin od momentu poinformowania tego operatora przez nowego agregatora o zawarciu umowy agregacji z odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej. Termin ten nie ma zastosowania do zmiany agregatora pełniącego funkcję

dostawcy usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/2195, jeżeli zmiana agregatora jest związana z koniecznością przeprowadzenia procedury kwalifikacji, o której mowa w art. 16 ust. 1 tego rozporządzenia.

10. Termin, o którym mowa w ust. 9, jest liczony od momentu przesłania przez agregatora powiadomienia o zawarciu z odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej umowy agregacji właściwemu operatorowi.

11. Przypisanie agregatora do odbiorcy końcowego energii elektrycznej, wytwórcy energii elektrycznej lub posiadacza magazynu energii elektrycznej, na podstawie umowy z agregatorem, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 10, pod warunkiem jego weryfikacji przez operatora systemu elektroenergetycznego i następuje od początku doby w dacie wskazanej w tym powiadomieniu.”;

8) art. 5aa i art. 5ab otrzymują brzmienie:

„Art. 5aa. 1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub usługi przesyłania paliw gazowych lub w umowie kompleksowej, odbiorca końcowy wskazuje sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych spośród sprzedawców ujętych na liście, o której mowa w ust. 4, oraz upoważnia operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci ten odbiorca końcowy jest przyłączony, do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych ze wskazanym przez tego odbiorcę końcowego sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych.

2. Sprzedawca zawierający umowę kompleksową jest obowiązany niezwłocznie poinformować operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oraz wskazanego przez odbiorcę końcowego sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych o wyborze dokonany w umowie przez odbiorcę końcowego.

3. Sprzedawca paliw gazowych oferujący sprzedaż rezerwową paliw gazowych publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie ofertę dotyczącą warunków sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w tym wzór umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych i zestawienie aktualnych cen, warunków ich

stosowania i zasad rozliczeń dla sprzedaży rezerwowej paliw gazowych. Sprzedawca ten przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatorowi systemu przesyłowego gazowego aktualną informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej paliw gazowych skierowane do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora.

4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu przesyłowego gazowego publikują na swoich stronach internetowych oraz udostępniają w swoich siedzibach aktualną listę sprzedawców, którzy oferują sprzedaż rezerwową paliw gazowych odbiorcom końcowym przyłączonym do ich sieci, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową paliw gazowych.

5. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu przesyłowego gazowego przedstawiają aktualną listę sprzedawców, o której mowa w ust. 4, na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do ich sieci.

6. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego zawierają umowę sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w imieniu i na rzecz przyłączonego do ich sieci odbiorcy końcowego paliw gazowych, ze sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych:

- 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania:
 - a) sprzedaży paliw gazowych, o której mowa w art. 5 ust. 14,
 - b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania paliw gazowych, o której mowa w art. 5 ust. 15,
- 2) w przypadku wygaśnięcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą paliw gazowych
– jeżeli odbiorca końcowy nie zgłosił właściwemu operatorowi informacji o zawarciu umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, lub gdy sprzedawca wybrany przez odbiorcę końcowego nie podjął sprzedaży paliw gazowych. Zawarcie umowy następuje przez złożenie przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego sprzedawcy rezerwowemu paliw gazowych oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

7. Umowa sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, o której mowa w ust. 6, obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę paliw gazowych i zawierana jest na czas nieokreślony. Umowa ta może ulec rozwiązaniu:

- 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
 - 2) w drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem 7 dniowego okresu wypowiedzenia liczonego od dnia doręczenia sprzedawcy paliw gazowych oświadczenia odbiorcy końcowego, przy czym odbiorca końcowy może wskazać późniejszy termin jej rozwiązania
- a odbiorca końcowy nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

8. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego informuje odbiorcę końcowego przyłączonego do jego sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, przyczynach zawarcia tej umowy, danych teleadresowych sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych oraz miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych warunków umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia.

9. Sprzedawca rezerwowego paliw gazowych przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w terminie 30 dni od dnia otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 6, oraz informuje o prawie odbiorcy końcowego do wypowiedzenia tej umowy.

10. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego przekazują dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowemu paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 6, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej paliw gazowych temu odbiorcy końcowemu, w celu umożliwienia

dotychczasowemu sprzedawcy dokonania rozliczeń z tym odbiorcą końcowym. Przepis art. 4j ust. 7 stosuje się odpowiednio.

11. Przepisów ust. 1–10 nie stosuje się do odbiorców, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b.

12. W przypadku gdy umowa, o której mowa w ust. 7, przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego nie otrzymali informacji o zawarciu przez odbiorcę końcowego przyłączonego do ich sieci umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego zaprzestają dostarczania paliw gazowych odbiorcy końcowemu.

Art. 5ab. 1. W przypadku gdy dotychczasowy sprzedawca zaprzestał sprzedaży paliw gazowych odbiorcy końcowemu, a:

- 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub usług przesyłania paliw gazowych lub umowie kompleksowej zawartej przez tego odbiorcę końcowego nie został wskazany sprzedawca rezerwowy paliw gazowych lub umowa ta nie zawiera upoważnienia operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego gazowego do zawarcia w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych albo
- 2) sprzedawca rezerwowy paliw gazowych wskazany przez tego odbiorcę końcowego nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej paliw gazowych – operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawierają ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową.

2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1, zawarcie umowy kompleksowej następuje przez złożenie przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty. Umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę paliw gazowych albo sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę.

3. Jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, w rozliczeniach z odbiorcą w gospodarstwie domowym stosuje tę taryfę.

4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego informują odbiorcę końcowego przyłączonego do ich sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy kompleksowej ze sprzedawcą z urzędu, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia.

5. Sprzedawca z urzędu przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oświadczenia o przyjęciu jego oferty, o którym mowa w ust. 2, oraz informuje o prawie tego odbiorcy do wypowiedzenia tej umowy.

6. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego przekazują dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu odbiorcy w celu umożliwienia dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z tym odbiorcą.

7. Z chwilą uruchomienia sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, z przyczyn leżących po stronie dotychczasowego sprzedawcy, dotychczas obowiązująca umowa sprzedaży paliw gazowych albo umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z mocy prawa, bez konieczności ponoszenia przez odbiorcę końcowego dodatkowych kosztów lub opłat. Przepisy art. 4j ust. 3 i 7 stosuje się odpowiednio.

8. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do odbiorców końcowych, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b.”;

9) po art. 5ab dodaje się art. 5ac–5ag w brzmieniu:

„Art. 5ac. 1. W przypadku gdy do centralnego systemu informacji rynku energii nie została przekazana informacja o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii odbiorcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, operator informacji rynku energii niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej.

2. Operator informacji rynku energii nie ponosi odpowiedzialności za konsekwencje uruchomienia lub nieuruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wynikające z działań lub zaniechań użytkowników systemu.

3. Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o okolicznościach, o których mowa w ust. 1, sprzedawca ten staje się z mocy prawa stroną umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, zawartej z odbiorcą, o którym mowa w ust. 1.

4. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej obowiązuje na czas nieokreślony.

5. W przypadku braku możliwości realizacji obowiązków przez sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej, do czasu wyznaczenia zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii nowego sprzedawcy zobowiązanego, jego rolę pełni sprzedawca zobowiązany wyznaczony dla obszaru działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

6. Przepisu ust. 1 i 3 nie stosuje się w przypadku gdy:

- 1) odbiorca pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12;
- 2) nastąpiło wstrzymanie dostaw energii elektrycznej z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 i 2;
- 3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej a odbiorca nie zawarł nowej umowy o świadczenie tych usług;
- 4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej a odbiorca nie zawarł nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;

- 5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, o których mowa w ust. 2, odbiorca końcowy objęty już był sprzedażą rezerwową energii elektrycznej;
- 6) dla danego punktu poboru energii, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o których mowa w ust. 1, nie była realizowana umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa.

7. Sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej jest uruchamiana z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej.

8. Cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wynosi nie więcej niż trzykrotność średniej ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18a, za poprzedni kwartał.

9. Z chwilą uruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, z przyczyn leżących po stronie dotychczasowego sprzedawcy, dotychczas obowiązująca umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z mocy prawa, bez konieczności ponoszenia przez odbiorcę końcowego dodatkowych kosztów lub opłat.

Art. 5ad. 1. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej informuje odbiorcę końcowego w terminie 5 dni od dnia udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji, o której mowa w art. 5ac ust. 1, o:

- 1) zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, podstawie prawnej jej zawarcia oraz o dacie rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
- 2) warunkach świadczenia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, w tym o stosowanym cenniku i terminie jego obowiązywania oraz o okresie rozliczeniowym;
- 3) prawie do wypowiedzenia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, z zachowaniem siedmiodniowego okresu wypowiedzenia;

- 4) prawach i obowiązkach odbiorcy końcowego wynikających ze sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
- 5) prawie do dokonania wyboru nowego sprzedawcy wraz z informacją, że z chwilą rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z nowym sprzedawcą, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej ulega rozwiązaniu, bez konieczności jej wypowiedzania;
- 6) sposobie weryfikacji przez odbiorcę końcowego informacji o wyznaczeniu sprzedawcy rezerwowej energii elektrycznej;
- 7) szacowanych miesięcznych kosztach energii elektrycznej dla przeciętnego zużycia energii elektrycznej w ramach danej grupy taryfowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej.

2. Sprzedawca rezerwowej energii elektrycznej dołącza do każdego rozliczenia za energię elektryczną z odbiorcą końcowym korzystającym ze sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej informację:

- 1) o prawie do wyboru nowego sprzedawcy;
- 2) że z chwilą rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z nowym sprzedawcą, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej ulega rozwiązaniu, bez konieczności jej wypowiedzania.

3. Sprzedawca rezerwowej energii elektrycznej dokonuje rozliczenia za energię elektryczną w okresach miesięcznych.

4. Sprzedawca rezerwowej energii elektrycznej publikuje na swojej stronie internetowej informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej.

5. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej działającym na jego obszarze oraz publikuje adres strony internetowej, o której mowa w ust. 4.

6. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej, który utracił status sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej z przyczyn niezwiązanych ze zmianą sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej, informuje odbiorcę końcowego o:

- 1) zakończeniu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wraz ze wskazaniem przyczyny oraz daty tego zakończenia – niezwłocznie po utracie statusu sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej;
- 2) rozliczeniu końcowym – w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia utraty statusu sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej;
- 3) sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej, wyznaczonym zgodnie z art. 5ac ust. 6.

7. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej, który utracił status sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej w związku ze zmianą sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej dla obszaru działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, informuje odbiorcę końcowego o:

- 1) planowanym zakończeniu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wraz ze wskazaniem przyczyny oraz daty planowanego zakończenia – w terminie 3 dni przed planowaną datą zmiany sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej;
- 2) rozliczeniu końcowym – w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia utraty statusu sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej;
- 3) nowym sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej.

8. W przypadku zmiany sprzedawcy rezerwowo energii elektrycznej nowy sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej przekazuje odbiorcy końcowemu w terminie 3 dni od dnia rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej informacje, o których mowa w ust. 1.

9. Sprzedawca energii elektrycznej dostarcza odbiorcy końcowemu umowę sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej:

- 1) w terminie 14 dni od dnia otrzymania przez sprzedawcę rezerwowo energii elektrycznej informacji od operatora informacji rynku energii o wystąpieniu przesłanek uruchomienia sprzedaży rezerwowej – odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym;

- 2) w terminie 30 dni od dnia otrzymania przez sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej informacji od operatora informacji rynku energii o wystąpieniu przesłanek uruchomienia sprzedaży rezerwowej – innemu odbiorcy.

Art. 5ae. 1. Sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej ustaje na skutek:

- 1) rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą dla danego punktu poboru energii – z chwilą rozpoczęcia realizacji odpowiednio umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej;
- 2) wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej dla danego punktu poboru energii – z chwilą wygaśnięcia lub rozwiązania tej umowy;
- 3) wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla danego punktu poboru energii – z chwilą wygaśnięcia lub rozwiązania tej umowy.

2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 3, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wygasa z mocy prawa.

3. W przypadku zmiany sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej dotychczasowy sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą końcowym nie później niż w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia dokonania tej zmiany.

Art. 5af. 1. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej z zachowaniem siedmiodniowego okresu wypowiedzenia.

2. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej ulega rozwiązaniu z upływem 7 dni od dnia doręczenia sprzedawcy z urzędu oświadczenia odbiorcy końcowego o wypowiedzeniu umowy. Odbiorca może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy, o której mowa w zdaniu pierwszym.

Art. 5ag. Przepisy art. 3 pkt 6c i 29b, art. 5 ust. 14 oraz art. 5ac–5af stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2, a także do wytwórcy, który jest zaopatrywany w energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej.”;

10) w art. 5b¹:

a) w ust. 4 zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

„Odbiorca w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w ust. 5, może wypowiedzieć umowę, o której mowa w ust. 1, bez ponoszenia kosztów lub uiszczania odszkodowań, składając oświadczenie do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami gazowymi, do którego wniesiono wkład niepieniężny, o którym mowa w ust. 1.”,

b) w ust. 7 skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2021 r. poz. 275)”,

c) w ust. 10 skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2022 r. poz. 170)”;

11) po art. 5b¹ dodaje się art. 5b²–5b⁴ w brzmieniu:

„Art. 5b². 1. Agregacja odbywa się zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej i wymogami z zakresu przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami wskazanymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, określonymi przez każdego operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest prowadzona agregacja.

2. Do dostawców mocy w rozumieniu art. 2 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy będących podmiotami upoważnionymi przez właścicieli jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w rozumieniu art. 2 pkt 5 i 12 tej ustawy, w ramach dysponowania nimi na rynku mocy przepisy dotyczące agregacji nie mają wpływu na stosunki i zobowiązania uczestników rynku mocy.

Art. 5b³. Podmiot, który zamierza prowadzić agregację, i agregator mają prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku.

Art. 5b⁴. 1. Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

2. Wniosek o wpis do wykazu agregatorów zawiera:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy, jego imię i nazwisko, firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 2) adres miejsca zamieszkania albo siedziby wnioskodawcy;
- 3) numer identyfikacji podatkowej (NIP), jeżeli wnioskodawca posiada;

- 4) wskazanie operatorów systemu elektroenergetycznego, na których obszarze działania będzie prowadzona agregacja;
- 5) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia agregacji;
- 6) wskazanie, czy agregator zamierza prowadzić działalność również przy użyciu platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii;
- 7) podpis wnioskodawcy.

3. Agregator informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o:

- 1) rozpoczęciu wykonywania agregacji,
 - 2) zmianie danych, o których mowa w ust. 2 pkt 1, 2 i 4–6,
 - 3) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania agregacji
- w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tego zdarzenia.

4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu lub aktualizacji danych w wykazie agregatorów w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, albo otrzymania informacji, o której mowa w ust. 3 pkt 2.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prostuje z urzędu wpis do wykazu agregatorów zawierający oczywiste błędy.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, odmawia wpisu do wykazu agregatorów, jeżeli:

- 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące agregatorowi wykonywania agregacji objętej wpisem do tego wykazu;
- 2) w okresie 3 lat poprzedzających dzień złożenia wniosku o wpis do wykazu agregatorów, agregatora wykreślono z tego wykazu z przyczyn, o których mowa w ust. 7 pkt 1–3.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, wykreśla agregatora z wykazu agregatorów w przypadku:

- 1) wydania prawomocnego orzeczenia zakazującego agregatorowi wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu;
- 2) uzyskania informacji z Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej albo Krajowego Rejestru Sądowego o wykreśleniu podmiotu z tej ewidencji albo tego rejestru;
- 3) niepodjęcia przez agregatora agregacji w terminie 6 miesięcy od dnia wpisu do wykazu;
- 4) złożenia przez agregatora wniosku o wykreślenie z wykazu.

8. Wykreślenie agregatora z wykazu agregatorów z przyczyn, o których mowa w ust. 7 pkt 1–3, następuje z urzędu.

9. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie wniosku w tym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpatrzenia.

10. Wykaz agregatorów zawiera:

- 1) dane, o których mowa w ust. 2 pkt 1–6;
- 2) numer wpisu;
- 3) datę wpisu.

11. Wykaz agregatorów jest jawny, prowadzony w postaci elektronicznej i zamieszczany na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem informacji podlegających ochronie danych osobowych.”;

12) w art. 6b:

- a) w ust. 2 po wyrazach „art. 6c” dodaje się wyrazy „i ust. 3a”,
- b) w ust. 3 w zdaniu pierwszym po wyrazach „tego powiadomienia” dodaje się wyrazy „albo nie złoży w tym terminie wniosku o zastosowanie rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanego przez sprzedawcę, o którym mowa w ust. 3a”,
- c) po ust. 3d dodaje się ust. 3e w brzmieniu:

„3e. Odbiorca w gospodarstwie domowym może skorzystać raz w danym roku kalendarzowym z rozwiązania alternatywnego, o którym mowa w ust. 3a.”;

13) w art. 7:

- a) w ust. 1¹ skreśla się wyraz „pisemnie”,
- b) po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu:

„2e. Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2–2b i 2d, zawiera postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem

na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1.”,

c) po ust. 3e dodaje się ust. 3f–3l w brzmieniu:

„3f. Podmiot ubiegający się o przyłączenie zarówno do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.

3g. We wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w ust. 3f, wskazuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do którego składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia.

3h. Brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia lub utrata ważności warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych wyłącza obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego, do którego podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia, do ich wydania, a w przypadku ich wydania, do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

3i. Wydane przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych warunki przyłączenia tracą ważność, w przypadku:

- 1) odmowy wydania warunków przyłączenia w przypadku, o którym mowa w ust. 3h, albo
- 2) utraty ważności warunków przyłączenia wydanych przez drugie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do którego podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia – z dniem otrzymania pisemnej informacji o tej odmowie albo utracie ich ważności.

3j. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia, są obowiązane do:

- 1) wzajemnego przekazania niezwłocznie:
 - a) informacji o wydaniu warunków przyłączenia, odmowie wydania warunków przyłączenia lub utracie ważności wydanych warunków przyłączenia,
 - b) istotnych informacji zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia lub kopii dokumentów dołączonych do tych wniosków oraz istotnych informacji zawartych w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii innych dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci,
 - 2) uzgodnienia i wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia
- z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

3k. Stronom umowy o przyłączenie do sieci, zawartej w wyniku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3f, przysługuje prawo do wypowiedzenia tej umowy w przypadku:

- 1) odmowy wydania warunków przyłączenia przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia, albo
 - 2) utraty ważności warunków przyłączenia wydanych przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia
- w terminie 3 miesięcy od dnia otrzymania pisemnej informacji o odmowie wydania warunków przyłączenia albo utracie ważności tych warunków.

3l. W przypadku, o którym mowa w ust. 3k, podmiot, o którym mowa w ust. 3f, jest obowiązany zwrócić przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych nakłady poniesione przez to przedsiębiorstwo w związku z realizacją umowy o przyłączenie do sieci, zawartej w wyniku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3f, pomniejszone o wysokość zaliczki wniesionej na podstawie ust. 8a.”,

d) ust. 8d¹⁰ otrzymuje brzmienie:

„8d¹⁰. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku wydania polecenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na warunkach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. Po ustaniu przyczyn, o których mowa w zdaniu pierwszym, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.”,

e) po ust. 8d¹² dodaje się ust. 8d¹³ w brzmieniu:

„8d¹³. W przypadku gdy odbiorca końcowy przyłączony do sieci przedsiębiorstwa energetycznego na napięciu 110 kV wnioskuję o przyłączenie jednostki wytwórczej o mocy do 10 MW i o napięciu nominalnym poniżej 110 kV, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej rozpatruje wniosek i wydaje warunki przyłączenia z uwzględnieniem zasad określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.⁸⁾), zwanym dalej „rozporządzeniem 2016/631”, dla modułu wytwarzania energii typu B.”,

f) po ust. 8g⁷ dodaje się ust. 8g⁸ w brzmieniu:

„8g⁸. W przypadku, o którym mowa w ust. 3f, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją:

- 1) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki;

⁸⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10.

- 2) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej.”;
- 14) w art. 7a:
- a) w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub linii bezpośredniej”,
 - b) w ust. 4 skreśla się wyrazy „lub sieci elektroenergetycznej” oraz „lub energii energetycznej”;
- 15) po art. 7a dodaje się art. 7aa w brzmieniu:
- „Art. 7aa. 1. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej jest obowiązany do:
- 1) zarządzania pracą linii bezpośredniej i jej utrzymania;
 - 2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią;
 - 3) udzielania informacji, w tym danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju sieci operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest zbudowana linia bezpośrednia, na żądanie tego operatora lub Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;
 - 4) do zainstalowania oraz zapewnienia prawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego umożliwiającego określenie ilości energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią;
 - 5) do umożliwienia operatorowi systemu elektroenergetycznego dokonania odczytu danych pomiarowych z układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w pkt 4, celem dokonania rozliczeń oraz kontroli prawidłowego działania tego układu;
 - 6) do złożenia zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, w tym w przypadku zamiaru zmiany informacji lub schematu, o których mowa odpowiednio w ust. 10 pkt 1, 2 i 4, przed dostosowaniem linii bezpośredniej do tych zmian, oraz w przypadku likwidacji linii bezpośredniej.

2. Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2, o ile jego urządzenia lub instalacje uniemożliwiają wprowadzanie energii elektrycznej dostarczanej linią

bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, do której odbiorca planuje się przyłączyć.

3. Energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią może zostać wprowadzona do sieci elektroenergetycznej, jeżeli:

- 1) są spełnione warunki polegające na przyłączeniu odbiorcy do sieci i zawarciu odpowiednich umów, o których mowa w art. 5 ust. 1;
- 2) są spełnione wymagania techniczne określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, w aktach prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 rozporządzenia 2019/943 oraz w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych;
- 3) została udzielona koncesja, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4.

4. Wydzielony odbiorca, z wyjątkiem wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, albo przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do którego energia elektryczna jest dostarczana z jednostki wytwórczej linią bezpośrednią w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa, za energię elektryczną dostarczoną linią bezpośrednią, wnosi do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do sieci którego ten odbiorca lub to przedsiębiorstwo są przyłączone, opłatę odpowiadającą udziałowi tego podmiotu w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części niepokrytej innymi składnikami taryfy, o której mowa w art. 45, zwaną dalej „opłatą solidarnościową”, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią, oraz opłatę na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią.

5. Do wydzielonej jednostki wytwórczej lub jednostki wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej stosuje się wymagania techniczne określone dla jednostek wytwórczych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, w aktach prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 rozporządzenia

2019/943 oraz w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych, odpowiednio do mocy tej jednostki w odniesieniu do poziomu napięcia w punkcie połączenia linii bezpośredniej z instalacją odbiorcy albo z siecią, urządzeniami lub instalacjami podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną.

6. Wytwórca energii elektrycznej w wydzielonej jednostce wytwórczej lub w jednostce wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej zapewnia zgodność wydzielonej jednostki wytwórczej z wymaganiami technicznymi, o których mowa w ust. 5, oraz certyfikaty i weryfikację zgodności instalacji z wymaganiami technicznymi, a także przeprowadza symulację zgodności i testy zgodności w zakresie wynikającym z przepisów, o których mowa w ust. 5.

7. Jeżeli właściwy dla punktu przyłączenia odbiorcy operator systemu elektroenergetycznego wyrazi zgodę, testy zgodności, o których mowa w ust. 6, mogą być wykonane bez uczestnictwa tego operatora. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej informuje tego operatora o wynikach testów zgodności.

8. W przypadku identyfikacji negatywnego wpływu wydzielonej jednostki wytwórczej lub jednostki wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej na pracę sieci operator systemu elektroenergetycznego ma prawo zażądać od wytwórcy energii elektrycznej w wydzielonej jednostce wytwórczej przeprowadzenia sprawdzających testów zgodności, o których mowa w ust. 6.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadzi i publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki wykaz linii bezpośrednich, który zawiera:

- 1) oznaczenie podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej lub podmiotu ubiegającego się o budowę linii bezpośredniej, w tym jego imię i nazwisko lub firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;
- 3) lokalizację linii bezpośredniej;
- 4) długość linii bezpośredniej;
- 5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej;
- 6) oznaczenie odbiorcy energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią, w tym jego imię i nazwisko lub firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;

- 7) w przypadku, o którym mowa w ust. 23 – adnotację o tym, że jest to linia bezpośrednia, o której mowa w ust. 23 pkt 1 lub pkt 2 lit. a lub b;
- 8) numer wpisu.

10. Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgłoszenie o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z linii bezpośredniej wraz z:

- 1) oznaczeniem:
 - a) podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej lub podmiotu ubiegającego się o budowę linii bezpośredniej, w tym jego imieniem i nazwiskiem lub firmą (nazwą) wraz z oznaczeniem formy prawnej,
 - b) jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej,
 - c) odbiorcy energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią, w tym jego imieniem i nazwiskiem lub firmą (nazwą) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 2) informacjami o:
 - a) maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej,
 - b) długości linii bezpośredniej,
 - c) lokalizacji linii bezpośredniej,
 - d) podmiotach będących jednostkami podporządkowanymi, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, do których będzie dostarczana energia elektryczna linią bezpośrednią,
 - e) danych technicznych jednostki wytwórczej, która dostarcza energię linią bezpośrednią:
 - technologii wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywanej przez tę jednostkę,
 - mocy zainstalowanej tej jednostki;
- 3) ekspertyzą wpływu tej linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny:
 - a) sporządzoną przez:
 - osobę posiadającą kwalifikacje potwierdzone świadectwem, o którym mowa w art. 54, oraz minimum 10-letnie doświadczenie w zakresie

funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, niezależną względem podmiotu składającego zgłoszenie,

- osobę posiadającą stopień naukowy doktora habilitowanego w zakresie nauk inżynieryjno-technicznych specjalizującą się w funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznej,
- instytut badawczy w rozumieniu art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2010 r. o instytutach badawczych (Dz. U. z 2022 r. poz. 498), prowadzący badania naukowe lub prace rozwojowe w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- uczelnię prowadzącą kształcenie i działalność naukową w zakresie nauk inżynieryjno-technicznych, właściwych dla wykonywania analiz funkcjonowania systemów elektroenergetycznych,
- rzeczoznawcę w zakresie instalacji i urządzeń elektrycznych oraz sieci elektroenergetycznej,

- b) której zakres, warunki wykonania i główne założenia, w tym niezbędne dane, zostały uzgodnione z operatorem sieci elektroenergetycznej, do którego będzie przyłączony wydzielony odbiorca lub podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do których energia elektryczna będzie dostarczana za pomocą linii bezpośredniej;
- 4) schematem elektrycznym linii bezpośredniej, wraz z przyłączeniem do sieci, instalacji lub urządzeń wydzielonego odbiorcy i wydzielonej jednostki wytwórczej, z zaznaczeniem w szczególności układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsc rozgraniczenia własności.

11. Operator sieci elektroenergetycznej, do którego będzie przyłączany podmiot, o którym mowa w ust. 10, udostępnia temu podmiotowi niezbędne dane, które zostały uzgodnione, w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku o ich udostępnienie.

12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje informacje i schemat, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, pod względem ich poprawności, a także ekspertyzę, o której mowa w ust. 10 pkt 3, pod względem wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny.

13. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki:

- 1) dokonuje wpisu linii bezpośredniej do wykazu, o którym mowa w ust. 9, na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, podmiotu ubiegającego się o

budowę linii bezpośredniej lub podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej, w terminie 45 dni od dnia złożenia tego zgłoszenia;

- 2) niezwłocznie po dokonaniu wpisu linii bezpośredniej do wykazu, o którym mowa w ust. 9, wydaje zaświadczenie o wpisaniu linii bezpośredniej do tego wykazu.

14. Wpisu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, dokonuje się w przypadku stwierdzenia poprawności informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, oraz stwierdzenia braku uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny na podstawie ekspertyzy, o której mowa w ust. 10 pkt 3.

15. W przypadku stwierdzenia:

- 1) braków lub niepoprawności informacji lub schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4 – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wzywa podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, do ich uzupełnienia lub poprawienia, wyznaczając termin nie krótszy niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania;
- 2) uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny na podstawie ekspertyzy, o której mowa w ust. 10 pkt 3 – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wystąpić do:
 - a) podmiotu składającego zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, o złożenie wyjaśnień, wyznaczając termin nie krótszy niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania,
 - b) innego podmiotu, o którym mowa w ust. 10 pkt 3 lit. a, o sporządzenie drugiej ekspertyzy w sprawie wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny,
 - c) operatora systemu elektroenergetycznego z wnioskiem o sporządzenie ekspertyzy w zakresie, o którym mowa w ust. 10 pkt 3, wyznaczając termin na jej sporządzenie nie dłuższy niż 45 dni, a dany operator sporządza ekspertyzę w tym terminie.

16. W przypadkach, o których mowa w ust. 15 pkt 2 lit. b i c, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, o dokonanym wystąpieniu o sporządzenie drugiej ekspertyzy lub o dokonanym wystąpieniu o sporządzenie ekspertyzy przez operatora systemu elektroenergetycznego, w terminie, o którym mowa w ust. 13 pkt 1.

17. W przypadku niepodjęcia czynności, o których mowa w ust. 14, ust. 15 pkt 1, pkt 2 lit. a, ust. 16 lub 20 przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, w pierwszym dniu roboczym po upływie terminu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1.

18. W przypadku podjęcia czynności, o których mowa w ust. 15, termin, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, rozpoczyna bieg od uzupełnienia braków lub poprawienia informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, udzielenia wyjaśnień, otrzymania drugiej ekspertyzy albo ekspertyzy od operatora systemu elektroenergetycznego.

19. Przez datę podjęcia czynności, o których mowa w ust. 14, ust. 15 pkt 1, pkt 2 lit. a, ust. 16 lub 20, rozumie się datę nadania pisma w sposób określony w art. 39 § 1–3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2023 r. poz. 775 i 803).

20. W przypadku gdy:

- 1) w wyznaczonym terminie podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej nie uzupełnił braków lub nie poprawił informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, na podstawie wezwania, o którym mowa w ust. 15 pkt 1,
- 2) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, wskazuje na negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- 3) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona przez podmiot niespełniający przesłanek określonych w tym przepisie,
- 4) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona w sposób niedbały,
- 5) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

– Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia w drodze decyzji wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9.

21. Koszty sporządzenia ekspertyz, o których mowa w ust. 15 pkt 2 lit. b i c, ponosi podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, i uiszcza na wezwanie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zaliczkę w wysokości szacowanych kosztów sporządzenia danej ekspertyzy, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wezwania, pod rygorem pozostawienia zgłoszenia bez rozpatrzenia. Jeżeli koszty sporządzenia ekspertyzy są wyższe od wniesionej zaliczki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wzywa do jej uzupełnienia, w terminie określonym w zdaniu pierwszym, pod rygorem pozostawienia zgłoszenia bez rozpatrzenia.

22. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zwraca podmiotowi wnoszącemu zaliczkę środki pozostałe po rozliczeniu kosztów sporządzenia ekspertyzy.

23. Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej dokonuje zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, przy czym zgłoszenie to obejmuje jedynie informacje i schemat, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9, jedynie na podstawie kompletności i poprawności tych informacji i schematu, w przypadku linii bezpośredniej, która:

- 1) będzie bezpośrednio dostarczać energię elektryczną z wydzielonej jednostki wytwórczej do instalacji i urządzeń wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej lub
- 2) będzie bezpośrednio dostarczać energię elektryczną do:
 - a) wydzielonego odbiorcy z instalacji odnawialnych źródeł energii,
 - b) podmiotu wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną w celu bezpośredniego jej dostarczenia do jego własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa
 - o ile ich planowane lub istniejące urządzenia lub instalacje nie umożliwiają wprowadzania energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w ust. 3, zostały spełnione, oraz gdy łączna moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych jest nie większa niż 2 MW.

24. W przypadku, o którym mowa w ust. 23:

- 1) podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej załącza oświadczenie o tym, że planowane lub istniejące urządzenia lub instalacje nie umożliwiają wprowadzania energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub że warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w ust. 3, zostały spełnione;
- 2) przepisów ust. 15 pkt 2 i ust. 20 pkt 2–5 nie stosuje się.

25. W przypadku:

- 1) zmiany informacji, o których mowa w ust. 10 pkt 1,
 - 2) likwidacji linii bezpośredniej
- podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej dokonują zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, obejmującego jedynie zmieniane informacje, w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tej zmiany informacji lub likwidacji linii bezpośredniej, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki aktualizuje wpis do wykazu, o którym mowa w ust. 9, lub wykreśla linię bezpośrednią z tego wykazu, jedynie na podstawie kompletności i poprawności tych informacji.

26. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej, o której mowa w ust. 23, jest obowiązany do złożenia zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, wskazując w tym zgłoszeniu dotychczasowy numer wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9, w przypadku:

- 1) złożenia przez wydzielonego odbiorcę nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, zasilanego linią bezpośrednią, o której mowa w ust. 23 pkt 1, wniosku o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przed przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej;
- 2) zamiaru zmiany mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych na większą niż określona w ust. 23.

27. W przypadku przyłączenia do sieci, o której mowa w ust. 26 pkt 1, wydzielonego odbiorcy dotychczas nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej odbiorca ten jest obowiązany spełniać warunki, o których mowa w art. 3 pkt 11fb.”;

- 16) po art. 8 dodaje się art. 8¹ w brzmieniu:

„Art. 8¹. 1. Odbiorca końcowy, którego praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego paliw

gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, może zawiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez tych operatorów obowiązków określonych w ustawie.

2. Zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera w szczególności:

- 1) wskazanie operatora, któremu jest zarzucane naruszenie obowiązków, o którym mowa w ust. 1;
- 2) opis stanu faktycznego naruszenia obowiązków, o którym mowa w ust. 1;
- 3) wskazanie podstawy prawnej wykonywania obowiązków określonych w ustawie;
- 4) uprawdopodobnienie naruszenia przepisów dotyczących wykonywania przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego paliw gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązków określonych w ustawie;
- 5) imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, adres do korespondencji i inne dane teledresowe odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie;
- 6) dokumenty mogące stanowić dowód naruszenia wykonywania obowiązków określonych w ustawie.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia.

4. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin, o którym mowa w ust. 3, może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie tego terminu wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie, wyrażonej w terminie 14 dni od dnia zawiadomienia o przedłużeniu terminu. O każdym przedłużeniu terminu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zawiadamia odbiorcę końcowego zgłaszającego zawiadomienie. Brak odpowiedzi odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie w terminie, o którym mowa w zdaniu drugim, uznaje się za brak wyrażenia zgody na ponowne przedłużenie terminu.”;

- 17) w art. 8a wyrazy „rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”” zastępuje się wyrazami „rozporządzenia 2016/631”;
- 18) w art. 9:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu elektroenergetycznego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci określone w odrębnych przepisach, a także zachęty do równoważenia ilości energii elektrycznej wynikającej z umów sprzedaży energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej dostarczonej lub pobranej oraz do zbilansowania ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczanej lub pobieranej z wielkościami wynikającymi z tych umów.”,

b) w ust. 4:

– pkt 4–6 otrzymują brzmienie:

„4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, agregacji, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;

5) zakres, warunki i sposób funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie i dostawcami usług bilansujących, w tym rozliczeń:

- a) wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
- b) z tytułu świadczenia usług bilansujących,
- c) za rezerwę operacyjną w funkcji wyceny niedoboru energii elektrycznej, o której mowa w art. 44 ust. 3 zdanie trzecie rozporządzenia 2017/2195;

6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz zasady rozliczeń z tego tytułu, w tym sposób wyznaczania cen, po których rozlicza się wytwarzanie lub odbiór energii elektrycznej w związku z zarządzaniem ograniczeniami systemowymi;”,

– po pkt 6 dodaje się pkt 6a i 6b w brzmieniu:

„6a) zakres, warunki i sposób wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

- 6b) zasady grupowania zasobów wykorzystywanych na potrzeby świadczenia usług bilansujących oraz usług elastyczności;”,
 - pkt 8 otrzymuje brzmienie:
 - „8) warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności;”,
 - po pkt 8 dodaje się pkt 8a i 8b w brzmieniu:
 - „8a) katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości;
 - 8b) specyfikację znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby świadczenia usług elastyczności;”,
- 19) w art. 9c:
- a) w ust. 2:
 - pkt 5 otrzymuje brzmienie:
 - „5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz z regionalnymi centrami koordynacyjnymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, skoordynowania ich rozwoju oraz pracy, z uwzględnieniem przepisów ustawy oraz przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym rozporządzenia 2019/943;”,
 - po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:
 - „5a) udział w opracowaniu ram współpracy w regionalnych centrach koordynacyjnych i między nimi;”,
 - pkt 8 otrzymuje brzmienie:
 - „8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości w koordynowanej sieci 110 kV;”,
 - po pkt 8 dodaje się pkt 8a w brzmieniu:

- „8a) koordynowanie korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV;”,
- pkt 9 i 9a otrzymują brzmienie:
 - „9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, zdolności przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających:
 - a) ze świadczenia usług bilansujących oraz bilansowania handlowego,
 - b) z zarządzania ograniczeniami systemowymi,
 - c) z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy;
 - 9a) prowadzenie rynku bilansującego energii elektrycznej;”,
- w pkt 12 lit. b otrzymuje brzmienie:
 - „b) ofertach zintegrowanego procesu grafikowania;”,
- pkt 16 otrzymuje brzmienie:
 - „16) opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym, sporządzanie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, oraz przekazywanie Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, o której mowa w art. 28 rozporządzenia 2019/943, zwanej dalej „ENTSO energii elektrycznej”, danych niezbędnych do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zgodnie z rozdziałem IV tego rozporządzenia;”,
- w pkt 18 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 19–21 w brzmieniu:
 - „19) cyfryzację systemu przesyłowego oraz infrastruktury towarzyszącej w zakresie wykonywania zadań operatora określonych w ustawie;
 - 20) zarządzanie danymi, w tym rozwijanie systemów zarządzania danymi w zakresie wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, z zapewnieniem cyberbezpieczeństwa i ochrony danych, zgodnie z ustawą z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z

2022 r. poz. 1863 i 2666), ustawą z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1781) oraz rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.⁹⁾);

21) zapewnienie odporności systemów informacyjnych, od których zależy wykonywanie obowiązków określonych w pkt 1–20 oraz świadczenie usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na działania naruszające poufność, integralność, dostępność i autentyczność przetwarzanych danych lub tych usług.”,

b) w ust. 3:

- pkt 3 otrzymuje brzmienie:
„3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu zaspokajania przyszłych, uzasadnionych potrzeb w zakresie usług dystrybucji;”,
- po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:
„5a) zakup i wykorzystywanie usług systemowych niedotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienie niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej;”,
- pkt 6 otrzymuje brzmienie:
„6) zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną;”,
- po pkt 8 dodaje się pkt 8a i 8b w brzmieniu:
„8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących

⁹⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2 oraz Dz. Urz. UE L 74 z 04.03.2021, str. 35.

- się odpowiedzią odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;
- 8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;”,
- pkt 9 otrzymuje brzmienie:

„9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz o zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci;”,
 - w pkt 9a w lit. f w tiret trzecim średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się tiret czwarte w brzmieniu:

„– informacji o sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”,
 - pkt 12 otrzymuje brzmienie:

„12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, w tym w zakresie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV;”,
- c) po ust. 4b dodaje się ust. 4c w brzmieniu:
- „4c. Znak towarowy, o którym mowa w art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2021 r. poz. 324, z 2022 r. poz. 2185 oraz z 2023 r. poz. 588), operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w sposób prowadzący do ograniczenia konkurencji. Warunek, o którym mowa w zdaniu pierwszym:

- 1) jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element odróżniający działalność operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania od działalności innych operatorów;
 - 2) nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.”,
- d) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom, w zakresie wskazanym w art. 12 i 13 rozporządzenia 2019/943, pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.”,

- e) po ust. 7 dodaje się ust. 7a–7o w brzmieniu:

„7a. W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać:

- 1) bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci przesyłowej lub
- 2) za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z siecią przesyłową – wytwórcy przyłączonemu do tej sieci dystrybucyjnej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej

– polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tą jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

7b. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach określonych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, w koordynacji z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydać:

- 1) bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do jego sieci lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do jego sieci lub
- 2) za pośrednictwem innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, wytwórcy przyłączonemu do sieci tego operatora lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci tego operatora, którego sieć dystrybucyjna nie jest bezpośrednio połączona z siecią przesyłową, a sieci obu operatorów posiadają bezpośrednie połączenie

– polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

7c. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydaje wytwórcy polecenie, o którym mowa w ust. 7a, w celu:

- 1) równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w odniesieniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, których moc zainstalowana mieści się w następujących przedziałach:
 - a) 400 kW i większej,
 - b) 200 kW i mniejszej niż 400 kW,
 - c) większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW

– począwszy od jednostek wytwórczych, których moc zainstalowana mieści się w przedziale, o którym mowa w lit. a, dążąc do minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy, wyznaczanego jako suma rekompensat finansowych, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych, oraz

- 2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, kierując się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dąży do minimalizacji tego zmniejszenia.

7d. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wydając polecenie wytwórcy, o którym mowa w ust. 7b, w celu zapewnienia bezpieczeństwa

pracy sieci elektroenergetycznej, kieruje się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dążąc do minimalizacji tego zmniejszenia. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informuje operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego o planowanym wyłączeniu jednostki wytwórczej lub zmniejszeniu mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą niezwłocznie po zidentyfikowaniu takiej potrzeby.

7e. Operator systemu elektroenergetycznego wydając posiadaczowi magazynu energii elektrycznej polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, kieruje się kryteriami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1.

7f. Przepisu ust. 7a w zakresie równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię nie stosuje się do jednostek wytwórczych, o których mowa w:

- 1) ust. 7c pkt 1 lit a i b, niewyposażonych w układy regulacji mocy czynnej zapewniającej zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej,
- 2) ust. 7c pkt 1 lit. c, niewyposażonych w układy umożliwiające zaprzestanie generacji mocy czynnej lub zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej

– dla których z przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 rozporządzenia 2019/943, z metod, warunków, wymogów i zasad dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych, lub wydanych warunków przyłączenia, lub instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, nie wynika wymóg wyposażenia w takie układy.

7g. Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.

7h. Rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943:

- 1) oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, którego dotyczyło polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b,
- 2) w przypadku, o którym mowa w ust. 7a pkt 2 lub ust. 7b pkt 2, oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, za pośrednictwem którego jest przekazywane polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, działając w imieniu własnym, lecz na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego wydającego polecenie

– przy czym rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 tego rozporządzenia, jest rozliczana w ramach umowy o świadczenie usług przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1.

7i. Żądanie wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wraz z danymi stanowiącymi podstawę ustalenia wysokości tej rekompensaty zgłasza się operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, w terminie i zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. Roszczenie o wypłatę rekompensaty finansowej wygasa, jeżeli nie zostanie zgłoszone przed upływem 180 dni od ostatniego dnia miesiąca kalendarzowego, w którym zostało wykonane polecenie tego operatora skutkujące obowiązkiem wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

7j. Operator systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, zwraca środki finansowe z tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacone przez operatora systemu elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 7h pkt 2.

7k. W przypadku rekompensat należnych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do koordynowanej sieci 110kV instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1, określa kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest uznawany za wydającego polecenie i zobowiązanego do zapłaty rekompensaty, uwzględniając obowiązek stosowania się przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do warunków

współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, o którym mowa w ust. 3 pkt 12.

7l. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane umożliwiające weryfikację obliczania rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e. Zakres oraz terminy przekazywania danych określa instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1.

7m. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w terminie 14 dni od dnia zawarcia lub zmiany umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane dotyczące przyłączonych do jego sieci jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej, niezbędne do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e.

7n. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, w terminie 14 dni od dnia zawarcia lub zmiany umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej, przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, dane dotyczące przyłączonych do jego sieci jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej, niezbędne do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a lub 7b, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e.

7o. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie, o którym mowa w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, w terminie do dnia 1 marca każdego roku.”,

- f) w ust. 9b po wyrazach „informacji, o których mowa w ust. 9a,” dodaje się wyrazy „oraz do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 15i ust. 1,”;
- 20) w art. 9ca w ust. 2 skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2022 r. poz. 498)”;
- 21) w art. 9cb w ust. 1 wyrazy „Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15)” zastępuje się wyrazami „312/2014”;
- 22) w art. 9d:
 - a) w ust. 1e pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o których mowa art. 16 ust. 1a, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.”,
 - b) ust. 1f otrzymuje brzmienie:

„1f. Operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, pozostaje niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.”,
 - c) po ust. 1h dodaje się ust. 1ha w brzmieniu:

„1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji,

magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych.”,

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

„2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może, na dodatkowe zlecenie odbiorcy, świadczyć usługi sprężania paliwa gazowego.”,

e) w ust. 7 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa;”;

23) w art. 9g:

a) w ust. 4:

– pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych, magazynów energii elektrycznej i linii bezpośrednich oraz przyłączania z zastrzeżeniem ograniczeń gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w odniesieniu do urządzeń wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;”,

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji lub sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, w tym dla linii bezpośrednich;”,

– po pkt 2b dodaje się pkt 2c i 2d w brzmieniu:

„2c) wymagań technicznych dotyczących uczestnictwa odpowiedzi odbioru, w tym przez agregatora, opracowywanych na podstawie charakterystyki technicznej wszystkich rynków energii elektrycznej oraz zdolności odbiorców końcowych do działania w charakterze odpowiedzi odbioru;

2d) wymagań technicznych dla podmiotów świadczących usługi elastyczności;”,

– pkt 5 otrzymuje brzmienie:

- „5) przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, w tym wydzielonymi odbiorcami;”,
- po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:
- „6a) wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, oraz obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu nierynkowego redysponowania jednostkami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru lub słońca, lub magazynów energii elektrycznej oraz kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest uznawany za wydającego polecenie i obowiązany do zapłaty rekompensaty w przypadku poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, wydanych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do koordynowanej sieci 110kV, oraz rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b;”,
- po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu:
- „7a) wymagań w zakresie użytkowania linii bezpośredniej przez wydzielonego odbiorcę przyłączonego do sieci elektroenergetycznej, w tym:
- a) sposobu zapewnienia braku możliwości wyprowadzania energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej,
 - b) zasad przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci jest przyłączony wydzielony odbiorca korzystający z linii bezpośredniej,
 - c) sposobu postępowania w przypadku niezgodnego z umową o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej wprowadzenia energii elektrycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej do sieci elektroenergetycznej,
 - d) wysokości opłat za nieuprawnione wprowadzenie energii elektrycznej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej,

- e) innych istotnych dla prawidłowego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej warunków korzystania z sieci elektroenergetycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej;”,
- b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:
 - „4a. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera także:
 - 1) katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora, który może zawierać wykaz standardowych produktów rynkowych dla tych usług;
 - 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości;
 - 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości;
 - 4) zasady koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub koordynowanej sieci 110 kV.
 - 4b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, o których mowa w ust. 4a, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.”,
- c) ust. 5b otrzymuje brzmienie:
 - „5b. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, a operator systemu przesyłowego gazowego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, określa procedurę wymiany informacji, o których mowa w art. 5 ust. 14 i 15, oraz tryb, warunki i terminy uruchamiania sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, o której mowa w art. 5aa, i sprzedaży, o której mowa w art. 5ab, w tym procedurę wymiany informacji.”,
- d) po ust. 5b dodaje się ust. 5ba w brzmieniu:
 - „5ba. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w instrukcji, o której mowa w ust. 5c, tryb i warunki uruchomienia i obsługi sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, w tym procedurę wymiany informacji.”,
- e) w ust. 5c po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:

„5a) zakres oraz sposób przekazania informacji rynku energii niezbędnych do uruchomienia i funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii;”,

f) po ust. 5d dodaje się ust. 5e i 5f w brzmieniu:

„5e. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawiera także:

- 1) specyfikację usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności zamawianych przez tego operatora oraz może zawierać wykaz znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług;
- 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności;
- 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności.

5f. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje usługi, o których mowa w ust. 5e, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.”,

g) ust. 6–6b otrzymują brzmienie:

„6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego zawiera także wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą:

- 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 2) procedury:
 - a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej,
 - b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych,
 - c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania,
 - d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń,
 - e) awaryjne,

- 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną,
- 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnych do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej, uwzględniające, w przypadku elektrowni jądrowych, wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej określone przepisami ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe, oraz kryteria zarządzania połączeniami systemów gazowych albo systemów elektroenergetycznych,
- 6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego,
- 7) wymagania dla systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

– w zakresie nieprzypisanym warunkom dotyczącym bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, oraz zasadom, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54).

6a. Operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji wymagania techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru oraz uczestnictwa przez agregację w obrocie energią elektryczną, rynku bilansującym oraz świadczeniu usług systemowych. Wymagania te opracowuje się na podstawie charakterystyki technicznej odpowiednich procesów oraz technicznych zdolności odbiorców do działania w charakterze odpowiedzi odbioru.

6b. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej, w tym będącej przedmiotem partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie.”,

- h) po ust. 7 dodaje się ust. 7a–7d w brzmieniu:

„7a. Decyzją, o której mowa w ust. 7 i 8, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może zatwierdzić instrukcję, jeżeli nie są spełnione kryteria określone odpowiednio

w ust. 4b i 5f w odniesieniu do jednej usługi systemowej niedotyczącej częstotliwości lub usługi elastyczności albo większej liczby usług systemowych niedotyczących częstotliwości lub usług elastyczności, w przypadku gdy świadczenie danej usługi w warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie.

7b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

7c. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego system nie został uznany za zamknięty system dystrybucyjny, nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w zakresie, w jakim jest to niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa jej pracy oraz spełnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej w tej sieci.

7d. Wykorzystywanie w pełni zintegrowanych elementów sieci do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub spełnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej w tych sieciach nie stanowi świadczenia ani zakupu usług systemowych.”,

i) ust. 8d otrzymuje brzmienie:

„8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję, jeżeli:

- 1) spełnia ona wymagania określone w ustawie, jest zgodna z przepisami odrębnymi, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego;
- 2) warunki, na jakich są przyłączane urządzenia wytwórcze i magazyny energii elektrycznej, w zakresie, w jakim przewiduje uprawnienie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, są wprowadzone na

podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur i nie tworzą nieuzasadnionych przeszkód utrudniających wejście na rynek.”,

j) po ust. 10 dodaje się ust. 10a w brzmieniu:

„10a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utrzymuje zdolność do samodzielnego prowadzenia ruchu sieciowego i zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, również w przypadku niewykonania obowiązków osób trzecich wynikających z przepisów art. 35–47 rozporządzenia 2019/943. Obowiązek ten operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje przez rozwój i utrzymywanie narzędzi umożliwiających realizację zadań tego operatora w sytuacjach awaryjnych oraz przez weryfikację i ocenę działań osób trzecich dotyczących krajowego systemu elektroenergetycznego podejmowanych na podstawie przepisów, o których mowa w zdaniu pierwszym.”,

k) w ust. 12 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.¹⁰⁾) lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia” zastępuje się wyrazami „2019/943 lub aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia”;

24) w art. 9h:

a) w ust. 3j skreśla się wyrazy „(Dz. U. z 2021 r. poz. 735, 1491 i 2052)”,

b) w ust. 7 w pkt 6 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 oraz art. 18 rozporządzenia 714/2009” zastępuje się wyrazami „2019/943 oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia”;

25) w art. 9j w ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) utrzymywania rezerw mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych, w wysokości i w sposób określony w umowie zawartej z operatorem

systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a w przypadkach wynikających z art. 9c ust. 3 – z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”;

26) w art. 10:

- a) w ust. 1c w zdaniu pierwszym skreśla się wyraz „pisemny”,
- b) w ust. 1f skreśla się wyrazy „w formie pisemnej”;

27) w art. 11:

- a) po ust. 3 dodaje się ust. 3¹–3⁵ w brzmieniu:

„3¹. Operatorzy systemów elektroenergetycznych oraz podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło opracowują odpowiednio plany wprowadzania ograniczeń:

- 1) w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres 12 miesięcy;
- 2) w dostarczaniu ciepła i aktualizują je co najmniej raz na 3 lata.

3². Plany wprowadzania ograniczeń opracowane dla odbiorców stanowią integralną część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej dostawy energii elektrycznej albo ciepła.

3³. Odbiorcy energii elektrycznej i odbiorcy końcowi pobierający ciepło są obowiązani do stosowania się do wprowadzonych ograniczeń, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń.

3⁴. Do wymiany informacji w zakresie niezbędnym dla sporządzenia i realizacji poszczególnych rodzajów planów wprowadzania ograniczeń są obowiązani:

- 1) operator systemu elektroenergetycznego z odbiorcami energii elektrycznej;
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła albo podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło z odbiorcami ciepła.

3⁵. Plany wprowadzenia ograniczeń:

- 1) w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowywane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatora systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego – podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki;
- 2) w dostarczaniu ciepła, opracowywane przez podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło – podlegają uzgodnieniu z wojewodą właściwym dla lokalizacji sieci.”,

- b) w ust. 6a po pkt 4 dodaje się pkt 4a–4c w brzmieniu:

- „4a) sposób i termin opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;
 - 4b) termin uzgodnienia planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła zgodnie z ust. 3⁵ oraz okres, na jaki uzgadnia się plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
 - 4c) zakres informacji przekazywanych zgodnie z ust. 3⁴ między operatorem systemu elektroenergetycznego a odbiorcami energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła z odbiorcami ciepła;”;
- 28) w art. 11c w ust. 2–4, w art. 11d w ust. 1 oraz w art. 11e w ust. 1–4 i 7 po wyrazach „lub systemu połączonego elektroenergetycznego” dodaje się wyrazy „w zakresie systemu przesyłowego”;
- 29) w art. 11d w ust. 1:
- a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) wydaje wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci przesyłowej lub jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;”;
 - b) pkt 3 otrzymuje brzmienie:
 - „3) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, które nie są jednostką wytwórczą lub magazynem energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1;”;
- 30) w art. 11f wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i art. 11d oraz w art. 16 ust. 2 rozporządzenia 2019/943, powinny;”;
- 31) w art. 11t:
- a) w ust. 6 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o:”,

- b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”,

- c) ust. 14 otrzymuje brzmienie:

„14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.”,

- d) dodaje się ust. 15 w brzmieniu:

„15. Na poczet wykonania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązków, o których mowa w ust. 1–3, zalicza się liczniki zdalnego odczytu:

- 1) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3 oraz
- 2) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.”;

- 32) w art. 11u w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu:”;

- 33) w art. 11y w ust. 2:

- a) uchyla się pkt 6 i 7,
- b) w pkt 8 skreśla się wyraz „handlowe”;

- 34) w art. 11z ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz podmiot odpowiedzialny za bilansowanie realizują wymianę informacji rynku energii dotyczącą umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczącą

informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie, a także procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”;

35) w art. 11zb:

a) w ust. 1:

– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności:”,

– w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji jego dotyczącej”,

b) w ust. 3 we wprowadzeniu do wyliczenia i pkt 1 skreśla się wyraz „handlowe”,

c) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii.

5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k.”;

36) w art. 11zc:

a) w ust. 1:

– w pkt 1 i 2 wyraz „dane” zastępuje się wyrazem „informacje”,

– w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał”,

– w pkt 5 wyrazy „wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym

rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii” zastępuje się wyrazami „określonych w przepisach prawa”,

- po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:

„6a) podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z wytwórcą energii elektrycznej lub z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci przesyłowej,”

- w pkt 10 skreśla się wyraz „handlowe”,

- b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Podmioty, o których mowa w art. 11zg ust. 1, mogą zlecać przetwarzanie informacji rynku energii w ich imieniu podmiotom trzecim.”

- c) w ust. 5 w pkt 1 skreśla się wyraz „handlowe”;

- 37) w art. 11zg:

- a) w ust. 1:

- uchyla się pkt 2,
- w pkt 4 skreśla się wyraz „handlowe”,

- b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera w szczególności:

- 1) zobowiązanie stron do przestrzegania i stosowania instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c;
- 2) zobowiązanie stron do przetwarzania informacji rynku energii oraz innych informacji na zasadach określonych w przepisach prawa;
- 3) zobowiązanie do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających bezpieczeństwo systemów teleinformatycznych;
- 4) zasady weryfikacji spełniania wymagań związanych z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych przez użytkowników systemu;
- 5) zasady współpracy w zakresie testów bezpieczeństwa;
- 6) zakres i warunki odpowiedzialności stron;
- 7) postanowienia dotyczące ochrony danych osobowych;
- 8) warunki i terminy wypowiedzenia umowy.”;

- 38) w art. 11zh w ust. 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”;

39) po rozdziale 2d dodaje się rozdziały 2e i 2f w brzmieniu:

„Rozdział 2e

Obywatelskie społeczności energetyczne

Art. 11zi. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność w formie:

- 1) spółdzielni w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) oraz spółdzielni mieszkaniowej, o której mowa w ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 438);
- 2) wspólnoty mieszkaniowej, o której mowa w art. 6 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (Dz. U. z 2021 r. poz. 1048);
- 3) stowarzyszenia w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2020 r. poz. 2261), z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego;
- 4) spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej w rozumieniu art. 4 § 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1467, 1488, 2280 i 2436 oraz z 2023 r. poz. 739 i 825);
- 5) spółdzielni rolników, o których mowa w ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073).

2. Jeżeli obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii, uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom posiadającym miejsce zamieszkania lub siedzibę na terenie działania tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują:

- 1) średnim przedsiębiorcom w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców;
- 2) podmiotom, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2, 4–8 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2023 r. poz. 742).

Art. 11zj. Członek, udziałowiec lub wspólnik obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje prawa i obowiązki wynikające z jego statusu jako odbiorcy końcowego lub odbiorcy aktywnego, w tym odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wynikające z przepisów ustawy.

Art. 11zk. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności.

2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.

3. Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej nie może obejmować połączeń z innymi państwami.

Art. 11zl. 1. Statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej określa sposób prowadzenia rozliczeń oraz podział energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością tej społeczności jednostki wytwórcze w ramach obywatelskiej społeczności energetycznej.

2. Podział energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1:

- 1) odbywa się przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym, wynikających z przepisów ustawy;
- 2) nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.

Art. 11zm. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może podjąć działalność po uzyskaniu wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

2. Wykaz obywatelskich społeczności energetycznych zawiera:

- 1) dane, o których mowa w art. 11zn ust. 2 pkt 1–4;
- 2) numer wpisu;
- 3) datę wpisu;
- 4) informację, czy obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii.

3. Wykaz obywatelskich społeczności energetycznych jest jawny, prowadzony w postaci elektronicznej i zamieszczany na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

4. Uzyskanie wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych nie zwalnia z obowiązków uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru działalności regulowanej, w przypadku podjęcia przez obywatelską społeczność energetyczną działalności podlegającej obowiązkowi uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru działalności regulowanej.

Art. 11zn. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wpisuje obywatelską społeczność energetyczną do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, na jej wniosek.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej obywatelskiej społeczności energetycznej;
- 2) miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, adres jej siedziby i inne dane teleadresowe obywatelskiej społeczności energetycznej;
- 3) numer w Krajowym Rejestrze Sądowym lub numer identyfikacji podatkowej (NIP);
- 4) określenie:
 - a) obszaru i przedmiotu prowadzonej działalności,
 - b) liczby członków obywatelskiej społeczności energetycznej,
 - c) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do udziałowców, wspólników lub członków obywatelskiej społeczności energetycznej,
 - d) prognozy rocznego zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej,
 - e) liczby, rodzajów i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w przypadku ich posiadania, oraz mocy zainstalowanej elektrycznej tych instalacji;
- 5) podpis wnioskodawcy.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, dołącza się:

- 1) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej;
- 2) oświadczenie o kompletności i zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks

karny oświadczam, że dane zawarte we wniosku o wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;

3) oświadczenie, że obywatelska społeczność energetyczna będzie prowadzić działalność wyłączenie w zakresie odnawialnych źródeł energii.

4. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje:

- 1) wniosek, o którym mowa w ust. 1 – pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych;
- 2) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej – pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl.

6. W przypadku gdy wniosek nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, lub do wniosku nie dołączono statutu lub umowy obywatelskiej społeczności energetycznej, zgodnie z ust. 3 pkt 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia braków w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie braków w tym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpatrzenia.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w terminie 14 dni od dnia wpływu kompletnego wniosku o wpis.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wydaje zaświadczenie o wpisie obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prostuje z urzędu wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych zawierający oczywiste błędy.

10. Przepisy ust. 2–9 stosuje się odpowiednio do wniosku o zmianę wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych.

11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia, w drodze decyzji, wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, jeżeli:

- 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wnioskodawcy wykonywania działalności objętej wpisem;
- 2) złożono wniosek, o którym mowa w ust. 1, niezgodny ze stanem faktycznym;
- 3) statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl.

12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wykreśla obywatelską społeczność energetyczną z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w przypadku:

- 1) złożenia wniosku o wykreślenie z wykazu przez obywatelską społeczność energetyczną;
- 2) uzyskania informacji o wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego;
- 3) uzyskania informacji o wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu.

13. Wykreślenie z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych z przyczyn, o których mowa w ust. 11 pkt 2 i 3, następuje z urzędu.

Art. 11zo. 1. Obywatelska społeczność energetyczna informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o:

- 1) zmianie danych, o których mowa w art. 11zn ust. 2 pkt 1, 2 i pkt 4 lit. a, c i d,
 - 2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej,
 - 3) wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego,
 - 4) wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu
- w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tego zdarzenia.

2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje zmiany wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych albo wykreślenia obywatelskiej społeczności energetycznej z tego wykazu w terminie 14 dni od dnia otrzymania tej informacji.

Rozdział 2f

Odbiorca aktywny

Art. 11zr. Odbiorca aktywny może działać samodzielnie albo za pośrednictwem agregatora.

Art. 11zs. 1. Odbiorca aktywny ma prawo do powierzenia innemu podmiotowi zarządzania instalacją tego odbiorcy.

2. Zarządzanie instalacją przez inny podmiot, o którym mowa w ust. 1, obejmuje instalowanie, eksploatację, utrzymanie instalacji lub obsługę danych pomiarowych.

3. Inny podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie jest odbiorcą aktywnym.

Art. 11zt. Odbiorca aktywny nie może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymaganiami technicznymi, procedurami oraz dodatkowymi opłatami, w tym opłatami sieciowymi nieodzwierciedlającymi kosztów związanych z dostępem do sieci.”;

40) w art. 15b:

a) w ust. 2 w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:

„6) wnioski z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.”,

b) w ust. 5 w pkt 1 wyrazy „(WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003” zastępuje się wyrazami „2019/943”,

c) uchyla się ust. 8;

41) uchyla się art. 15c;

42) w art. 15g wyrazy „nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylającego decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniającego rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39, z późn. zm.¹⁵⁾)” zastępuje się wyrazami „2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 347/2013 (Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45)”;

43) po art. 15h dodaje się art. 15i w brzmieniu:

„Art. 15i. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24

rozporządzenia 2019/943, i dokonuje jej aktualizacji na podstawie metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia 2019/943, stosując ją odpowiednio w takim zakresie, w jakim została zastosowana przez ENTSO energii elektrycznej w danym okresie oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz w zakresie właściwym dla wykonywania oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym:

- 1) jeżeli okoliczności uzasadniają opracowanie;
- 2) na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zamieszcza na swojej stronie internetowej aktualną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.

3. W przypadku stwierdzenia w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym występowania problemu z wystarczalnością zasobów, który nie został stwierdzony w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego powiadamia o tym ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przekazując uzasadnienie stwierdzonej rozbieżności.”;

44) w art. 16:

a) w ust. 1:

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/943 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych;”;

– w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE,

2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 321 z 21.12.2018, str. 1) – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej.”,

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

„1a. W planie, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej może uwzględnić wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.”,

c) w ust. 2 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:

„Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.”,

d) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4. Operator systemu dystrybucyjnego:

- 1) gazowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat,
 - 2) elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat
- i aktualizuje ten plan co 2 lata.

5. Plan, o którym mowa w ust. 1, sporządzany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obejmuje dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, sporządzaną na okres nie krótszy niż:

- 1) 15 lat – w przypadku operatora systemu przesyłowego;
- 2) 10 lat – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego.”,

e) w ust. 7:

– pkt 5–7 otrzymują brzmienie:

„5) przewidywany sposób finansowania inwestycji, w tym wyodrębnioną część dotyczącą zakresu i sposobu wykorzystania środków finansowania innych niż taryfa;

- 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów, w tym wyodrębnioną część dotyczącą przyznanych subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych lub wsparcia w innej formie, pozyskanego lub możliwego do pozyskania z krajowych, unijnych i międzynarodowych funduszy lub programów;
 - 7) planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a;”,
- w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9 w brzmieniu:
- „9) cele oraz przewidywane efekty przedsięwzięć, o których mowa w pkt 2–4.”,
- f) po ust. 8a dodaje się ust. 8b i 8c w brzmieniu:
- „8b. W planie, o którym mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia także inwestycje niezbędne do przyłączania punktów ładowania pojazdów elektrycznych zlokalizowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania zgodnie z planem, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, oraz punktów ładowania pojazdów elektrycznych stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego.
- 8c. Plan, o którym mowa w ust. 1, opracowywany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:
- 1) zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania tego operatora na usługi elastyczności w okresie wskazanym w ust. 4 pkt 2;
 - 2) obejmuje wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, które operator ten uwzględnia jako rozwiązanie alternatywne wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.”,
- g) w ust. 13:
- wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
- „Projekt planu, o którym mowa w ust. 1, podlega uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki działającym w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją:”,
- pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) energii elektrycznej, dla mniej niż 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 GWh tej energii;”,

h) uchyla się ust. 14,

i) w ust. 14a wyrazy „ust. 2, 4 i 14” zastępuje się wyrazami „ust. 2 i 4”,

j) ust. 15 otrzymuje brzmienie:

„15. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego konsultują projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i ust. 4 pkt 2, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt ten na swojej stronie internetowej i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag, nie krótszy niż 21 dni. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zamieszcza wyniki konsultacji na swojej stronie internetowej.”,

k) po ust. 15a dodaje się ust. 15b w brzmieniu:

„15b. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4, oraz jego aktualizację, w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku. W przypadku projektu planu sporządzonego przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator ten przedkłada projekt planu, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 4 pkt 2, oraz jego aktualizację, po przeprowadzeniu konsultacji, o których mowa w ust. 15, wraz z wynikami tych konsultacji.”,

l) po ust. 18 dodaje się ust. 18a–18e w brzmieniu:

„18a. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, które stosuje się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz korzysta ze środków

ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g lub h, wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 18, przedkłada:

- 1) informacje o zakresie zrealizowania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a;
- 2) w przypadku zakończenia w danym roku inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a – oświadczenie o ukończeniu tych inwestycji i spełnieniu wymagań dla tych inwestycji określonych w planie, o którym mowa w ust. 1, oddzielnie dla każdej ukończonej inwestycji;
- 3) dokumenty potwierdzające realizację inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań oraz sprawozdanie finansowe za dany rok obrotowy, sporządzone na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1302 i 2640), zbadane przez biegłego rewidenta, zawierające w ramach ujawnień w informacji dodatkowej tego sprawozdania przedstawienie odpowiednich pozycji bilansu oraz rachunku zysków i strat potwierdzających prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h.

18b. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający to oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli 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 inwestycja ujęta w planie rozwoju w ramach stosowania się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, została ukończona i spełnia wymagania określone w planie rozwoju.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

18c. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, zawiera podpis osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego, ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz pełnionej funkcji.

18d. Rozliczenie wykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji priorytetowych, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania tego planu oddzielnie dla każdej inwestycji priorytetowej.

18e. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, wynikających z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może przedłużyć termin na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, na oznaczony okres, pod warunkiem przekazania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przyczynach przewidywanego niewykonania tego harmonogramu w zakresie, o którym mowa w ust. 18d, w terminie 30 dni od ich wystąpienia, wraz z proponowanym okresem przedłużenia jego wykonania.”,

m) dodaje się ust. 23 i 24 w brzmieniu:

„23. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, posiadacz magazynu energii, właściciel jednostki odbiorczej świadczący lub planujący świadczyć usługi elastyczności przekazują właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności regulacji zapotrzebowania energii elektrycznej przyjętych w planach, o których mowa w ust. 4 pkt 2, lub prognozach, o których mowa w ust. 5, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

24. Operator systemu przesyłowego gazowego zamieszcza i niezwłocznie aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno-pomiarowymi tych punktów.”;

45) w art. 23:

a) w ust. 2:

- w pkt 3 w lit. f średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. g oraz h w brzmieniu:
 - „g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych,
 - h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;”,
- pkt 3a otrzymuje brzmienie:
 - „3a) opracowywanie i zamieszczanie, nie później niż 9 miesięcy przed terminem określonym w art. 16 ust. 15b, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”,
- po pkt 3a dodaje się pkt 3b w brzmieniu:
 - „3b) kontrolowanie wykonania realizacji planu w zakresie, o którym mowa w art. 16 ust. 18a–18d;”,
- pkt 11 otrzymuje brzmienie:
 - „11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;”,
- pkt 11b otrzymuje brzmienie:
 - „11b) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego

- rozporządzenia lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 6 ust. 11 akapit drugi i art. 23 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia 715/2009;”,
- po pkt 11e dodaje się pkt 11f–11h w brzmieniu:
 - „11f) wykonywanie decyzji Komisji Europejskiej i Agencji;
 - 11g) opracowywanie wytycznych i zaleceń dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności;
 - 11h) ocenę rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług;”,
 - pkt 14b otrzymuje brzmienie:
 - „14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;”,
 - po pkt 14b dodaje się pkt 14ba w brzmieniu:
 - „14ba) zapewnienie, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej oraz Organizację Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, zwaną dalej „organizacją OSD UE”, ich obowiązków, wynikających z rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz z innych przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, wykonywania decyzji Agencji

oraz wspólne wskazywanie przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków;”,

- pkt 14d otrzymuje brzmienie:

„14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi i kodeksami, o których mowa w rozporządzeniu 2019/943, lub z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności decyzji z tymi aktami;”,

- po pkt 18a dodaje się pkt 18b w brzmieniu:

„18b) monitorowanie:

- a) poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej,
- b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym,
- c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania,
- d) opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług,
- e) stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej,
- f) kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych,

- g) skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
 - h) zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń,
 - i) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednocześnie zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku gdy uzna to za konieczne, powiadamianie o takich praktykach Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
 - j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych,
 - k) realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1,
 - l) funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju;”,
- uchyla się pkt 19a,
 - w pkt 21c w lit. g średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. h–j w brzmieniu:
 - „h) wykazu agregatorów,
 - i) wykazu linii bezpośrednich,
 - j) wykazu obywatelskich społeczności energetycznych;”,
- b) w ust. 5 wyrazy „(WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003” zastępuje się wyrazami „2019/943”,
 - c) dodaje się ust. 8 i 9 w brzmieniu:
 - „8. Prezes URE, co najmniej raz w roku, zamieszcza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zalecenia dotyczące zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii i przekazuje te

zalecenia, w przypadku gdy uzna to za konieczne, Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

9. W przypadku gdy Prezes URE nie osiągnie porozumienia z organami regulacyjnymi w celu wspólnego wskazywania przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków wynikających z rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz w innych przepisach prawa Unii Europejskiej w terminie 4 miesięcy od dnia rozpoczęcia konsultacji, sprawę przekazuje się do decyzji Agencji zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 22).”;

46) po art. 23w dodaje się art. 23x w brzmieniu:

„Art. 23x. 1. W przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego, Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu jest organem właściwym do:

- 1) zatwierdzania wniosku o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego, zgodnie z art. 35 ust. 1 rozporządzenia 2019/943;
- 2) zatwierdzania kosztów związanych z działalnością regionalnego centrum koordynacyjnego, zapewniających pokrycie kosztów uzasadnionych operatora systemu przesyłowego;
- 3) zatwierdzania wspólnego procesu decyzyjnego;
- 4) podejmowania działań mających na celu zapewnienie regionalnym centrom koordynacyjnym pracowników, zasobów technicznych i środków finansowych niezbędnych do niezależnego i bezstronnego wykonywania powierzonych im zadań;
- 5) przedstawiania wniosków w zakresie przydzielenia regionalnym centrom koordynacyjnym dodatkowych zadań i uprawnień przez państwa członkowskie tego regionu pracy systemu;
- 6) wykonywania zadań mających na celu realizację obowiązków określonych w przepisach Unii Europejskiej, w szczególności w odniesieniu do kwestii transgranicznych oraz wspólnego wskazywania przypadków niewykonywania przez regionalne centra koordynacyjne ich obowiązków, a jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od dnia rozpoczęcia konsultacji,

w celu wspólnego wskazania przypadków niewykonywania obowiązków przez regionalne centra koordynacyjne, przekazania sprawy do decyzji Agencji zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki;

7) monitorowania działania koordynacji systemu.

2. Prezes URE w koordynacji z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu jest organem właściwym do zatwierdzania wniosku o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego, zgodnie z art. 35 ust. 1 rozporządzenia 2019/943, także w przypadku, gdy siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego znajduje się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

3. W przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego, Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu jest obowiązany do corocznego przedkładania Agencji sprawozdania z monitorowania działania koordynacji systemu zgodnie z art. 46 rozporządzenia 2019/943.

4. Koszty ponoszone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związane z działalnością regionalnego centrum koordynacyjnego stanowią koszty uzasadnione działalności, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.

5. Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi danego regionu pracy systemu, gdzie siedzibę ma regionalne centrum koordynacyjne, realizuje uprawnienia, o których mowa w ust. 1 i 2, również w przypadku, gdy siedziba tego regionalnego centrum koordynacyjnego zostanie ustanowiona na terytorium innego państwa członkowskiego z danego regionu pracy systemu.

6. Realizując uprawnienia, o których mowa w ust. 1–5, Prezes URE może:

- 1) żądać od regionalnych centrów koordynacyjnych informacji związanych z wykonywaniem tych uprawnień;
- 2) prowadzić kontrole, w tym niezapowiedziane, w obiektach regionalnych centrów koordynacyjnych;
- 3) wydawać decyzje, w uzgodnieniu z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu, w sprawach regionalnych centrów koordynacyjnych.”;

47) po art. 24b dodaje się art. 24c i art. 24d w brzmieniu:

„Art. 24c. Prezes URE składa Komisji Europejskiej i Agencji, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, sprawozdanie ze swojej działalności stosownie do zakresu działania w zakresie energii elektrycznej, określonego w art. 23 ust. 2, w tym z zastosowanych przez siebie środków oraz uzyskanych na skutek ich zastosowania wyników.

Art. 24d. 1. Prezes URE, na uzasadniony wniosek osoby prawnej, jednostki organizacyjnej niebędącej osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną, przedsiębiorcy w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy – Prawo przedsiębiorców lub wspólnika spółki w rozumieniu art. 860 § 1 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów, o których mowa w ust. 2, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

2. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć:

- 1) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w art. 9g ust. 8, o ile działalność podmiotu w zakresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, nie obejmuje połączeń z innymi krajami;
- 2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu, o którym mowa w art. 16 ust. 13;
- 3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37;
- 4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, o którym mowa w art. 47 ust. 1, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego.

3. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać udzielone, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- 1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa, określonych w art. 13;

- 2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne;
- 3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, uniemożliwiające realizację projektu bez uzyskania odstępstwa, o którym mowa w ust. 1.

4. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, nie jest przyznawane, jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że realizacja projektu, o którym mowa w ust. 1, zagrozi prawidłowemu świadczeniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

5. Prezes URE może żądać od podmiotu wnioskującego o przyznanie odstępstwa, o którym mowa w ust. 1, przedłożenia niezależnej ekspertyzy potwierdzającej spełnienie kryteriów, o których mowa w ust. 3, sporządzonej przez wskazany przez siebie podmiot.

6. Niezależna ekspertyza, o której mowa w ust. 5, może zostać sporządzona wyłącznie przez:

- 1) państwowy instytut badawczy, o którym mowa w ustawie z dnia 30 kwietnia 2010 r. o instytutach badawczych,
- 2) uczelnię prowadzącą kształcenie i działalność naukową w zakresie nauk inżyniersko-technicznych, lub
- 3) podmiot spełniający następujące warunki:
 - a) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę są niezależni od podmiotu, o którym mowa w ust. 1, i nie biorą udziału w procesie podejmowania decyzji przez ten podmiot,
 - b) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę podejmują niezbędne działania, aby przy jej sporządzaniu na ich niezależność nie wpływał żaden rzeczywisty ani potencjalny konflikt interesów, ani żadne inne bezpośrednie lub pośrednie relacje między podmiotem, o którym mowa w ust. 1, a podmiotem, członkami zespołu sporządzającego ekspertyzę, członkami sieci lub zrzeszenia, do którego należy podmiot, kierownictwem podmiotu lub osobami związanymi z nimi stosunkiem kontroli w rozumieniu art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów,
 - c) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę nie są zaangażowani w jakiegokolwiek działania na warunkach i w sposób, który mógłby pozwolić podmiotowi, o którym mowa w ust. 1, wyrzucić niepożądany

wpływ na treść niezależnej ekspertyzy lub w inny sposób zagrozić obiektywności tej ekspertyzy.

7. Koszty powstałe w związku z zasięgnięciem niezależnej ekspertyzy, o której mowa w ust. 5, pokrywa podmiot wnioskujący o przyznanie odstępstwa, o którym mowa w ust. 1.

8. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać przyznane na okres nie dłuższy niż trzy lata, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat.

9. Prezes URE z urzędu lub na pisemny wniosek podmiotu, na który oddziałuje projekt, o którym mowa w ust. 1, może przeprowadzić kontrolę w zakresie przestrzegania przez podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1.

10. W przypadku gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 9, Prezes URE stwierdzi, że podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, nie przestrzega warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE wzywa ten podmiot do usunięcia naruszeń z pouczeniem, że ich nieusunięcie w określonym w wezwaniu terminie, spowoduje cofnięcie odstępstwa.

11. W przypadku nieusunięcia naruszeń w terminie określonym w wezwaniu, o którym mowa w ust. 10, Prezes URE cofa, w drodze decyzji, odstępstwo, o którym mowa w ust. 1.

12. W celu wyłonienia projektów, o których mowa w ust. 1, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza postępowanie projektowe nie rzadziej niż raz w roku.

13. W celu przeprowadzenia postępowania, o którym mowa w ust. 12, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informator postępowania projektowego.

14. Podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1:

- 1) informuje zainteresowane podmioty, na które oddziałuje projekt, o eksperymentalnym charakterze projektu, a także o warunkach wykonywania obowiązków, od których przyznane zostało odstępstwo przed przystąpieniem do jego realizacji, w postaci elektronicznej;
- 2) składa Prezesowi URE raporty okresowe z przebiegu realizacji projektu oraz raport końcowy w terminie i w formie wskazanej w decyzji, o której mowa w ust. 1;

- 3) udziela, na żądanie Prezesa URE, wyjaśnień dotyczących realizacji projektu, w tym udostępnia dokumenty lub inne nośniki danych związane z realizacją projektu;
- 4) zamieszcza na swojej stronie internetowej informację o uzyskaniu odstępstwa, o którym mowa w ust. 1, oraz sposobie korzystania z tego odstępstwa;
- 5) informuje Prezesa URE o wszelkich zmianach okoliczności prawnych lub faktycznych mających związek z uzyskaniem odstępstwa, o którym mowa w ust. 1.

15. W sprawozdaniu, o którym mowa w art. 24, Prezes URE przedstawia postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz dokonuje oceny wpływu udzielonych odstępstw, o których mowa w ust. 1, na realizację celów tych projektów.”;

48) w art. 31 w ust. 3 pkt 7 otrzymuje brzmienie:

„7) średnioważonym koszcie węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej oraz jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 50 MW przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV na wytworzenie jednej megawatogodziny energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym, z uwzględnieniem kosztów jego transportu wyrażonym w złotych na megawatogodzinę, o którym mowa w ustawie wymienionej w art. 44 ust. 2a;”;

49) w art. 31a w ust. 1:

a) wprowadzenie do wyliczenia i pkt 1 otrzymują brzmienie:

„Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej oraz odbiorcami aktywnymi będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów:

1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym o przyłączenie mikroinstalacji;”;

b) w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 i 7 w brzmieniu:

„6) agregacji;

7) o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.”;

50) w art. 31d:

a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcy aktywnego będącego konsumentem.

2. Warunkiem wystąpienia z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem jest podjęcie przez odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcę aktywnego będącego konsumentem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną w celu bezpośredniego rozwiązania sporu.”,

b) w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) kopię korespondencji odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcy aktywnego będącego konsumentem z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną dotyczącej sporu lub oświadczenie tych podmiotów o podjęciu próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną i bezpośredniego rozwiązania sporu.”,

c) w ust. 6 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosument energii odnawialnej będący konsumentem albo odbiorca aktywny będący konsumentem nie podjął przed złożeniem wniosku o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną i bezpośredniego rozwiązania sporu;”,

d) dodaje się ust. 7 w brzmieniu:

„7. Udział przedsiębiorstwa energetycznego, agregatora lub obywatelskiej społeczności energetycznej w postępowaniu przed Koordynatorem jest obowiązkowy w przypadku, gdy wnioskodawcą jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym lub odbiorca aktywny będący konsumentem.”;

51) w art. 31da ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Koordynator wykonuje swoje zadania przy pomocy zespołu, którego prace koordynuje samodzielnie, albo przy pomocy upoważnionego członka zespołu.”;

52) w art. 31e:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Jeżeli z informacji, o której mowa w art. 31d ust. 4 pkt 1, wynika, że odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosument energii odnawialnej będący konsumentem albo odbiorca aktywny będący konsumentem wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1, Koordynator przekazuje Prezesowi URE tę informację.”;

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Jeżeli odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosument energii odnawialnej będący konsumentem albo odbiorca końcowy będący konsumentem wystąpi z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 w trakcie toczącego się postępowania przed Koordynatorem, Prezes URE zawiesza z urzędu postępowanie prowadzone w trybie art. 8 ust. 1, po jego wszczęciu.”;

53) w art. 31f w ust. 2 wyrazy „ albo prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem” zastępuje się wyrazami „, prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem albo odbiorcy aktywnemu będącemu konsumentem”;

54) po rozdziale 4a dodaje się rozdział 4b w brzmieniu:

„Rozdział 4b

Porównywarka ofert

Art. 31g. 1. Odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcy w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, zapewnia się dostęp do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii, zwanego dalej „porównywarką ofert”. Dostęp do porównywarki ofert jest nieodpłatny.

2. Prezes URE prowadzi porównywarkę ofert na przeznaczonej do tego celu stronie internetowej.

3. Porównywarka ofert:

- 1) zawiera informacje o wszystkich ofertach sprzedaży energii elektrycznej, w tym ofertach umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, występujących na rynku energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, dla podmiotów, o których mowa w ust. 1, i dokonuje ich porównania;
- 2) zapewnia równe traktowanie sprzedawców energii elektrycznej w wynikach wyszukiwania;
- 3) zawiera informację o właścicielu porównywarki ofert, podmiocie obsługującym i kontrolującym tę porównywarkę oraz o sposobie jej finansowania;
- 4) zapewnia możliwość zgłaszania błędów w zamieszczonych ofertach;
- 5) może zawierać obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej.

4. Prezes URE zapewnia, że informacje zawarte w porównywance ofert są:

- 1) jednoznaczne i zawierają obiektywne kryteria porównania;
- 2) sformułowane jasnym i prostym językiem;
- 3) aktualne, z podaniem daty ostatniej aktualizacji;
- 4) dostępne dla osób niepełnosprawnych przez ich czytelność, funkcjonalność i zrozumiałość;
- 5) ograniczone zakresem wymaganych danych do tych informacji, które są konieczne do przeprowadzenia porównania.

5. Sprzedawcy energii elektrycznej są obowiązani przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej skierowanej do odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii elektrycznej w terminie 7 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wezwanie Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wezwaniu.

6. W przypadku gdy porównywarka ofert zawiera obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej, przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio w stosunku do ofert tych usług.”;

- 55) w art. 33 po ust. 3c dodaje się ust. 3d w brzmieniu:

„3d. Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”;

- 56) w art. 34 po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:

„4a. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie wniesie opłaty koncesyjnej za dany rok w wysokości obliczonej w formularzu w sprawie opłaty koncesyjnej, formularz ten stanowi podstawę do wystawienia tytułu wykonawczego zgodnie z przepisami o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

4b. Przepis ust. 4 stosuje się odpowiednio, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, zakończyło prowadzenie działalności gospodarczej objętej koncesją przed dniem, o którym mowa w tym przepisie. Obowiązek wniesienia opłaty koncesyjnej powstaje wówczas na dzień zakończenia działalności.”;

57) po art. 35 dodaje się art. 35a w brzmieniu:

„Art. 35a. Przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany Prezes URE może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji lub jej zmianę w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”;

58) art. 40 otrzymuje brzmienie:

„Art. 40. 1. Prezes URE może nakazać, w drodze decyzji, przedsiębiorstwu energetycznemu, w tym także w upadłości, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeśli wymaga tego interes społeczny.

2. W przypadku zbycia przedsiębiorstwa energetycznego, w tym także w upadłości, nabywca tego przedsiębiorstwa jest obowiązany do wykonywania decyzji, o której mowa w ust. 1. W odniesieniu do nabywcy Prezes URE może wydać kolejną decyzję, o której mowa w ust. 1, pod warunkiem, że łączny czas prowadzenia działalności nie przekroczy dwóch lat.

3. Jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 lub 2 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, poniesionych w okresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1 lub 2, przy zachowaniu należytej staranności.

4. Koszty działalności, o których mowa w ust. 3, są ustalane przez Prezesa URE po zakończeniu okresu objętego decyzją, o której mowa w ust. 1 lub 2.”;

59) w art. 41:

- a) w ust. 1 skreśla się wyrazy „na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego”,
- b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji w szczególności w przypadku konieczności ich dostosowania do obowiązującego stanu prawnego lub w celu zapobieżenia praktykom godzącym w interesy odbiorców lub zagrażającym rozwojowi konkurencji.”,

- c) w ust. 4 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:
„7) w przypadku stwierdzenia, że koncesjonariusz nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”;

60) w art. 45:

- a) w ust. 1:

- wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej i agregacji. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:”,

- pkt 2a otrzymuje brzmienie:

„2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią instalacji magazynowania energii lub budowy i przyłączania stacji gazu ziemnego, o których mowa w art. 21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;”,

- po pkt 2a dodaje się pkt 2b w brzmieniu:

„2b) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w te zadania;”,

- b) po ust. 1l dodaje się ust. 1m–1o w brzmieniu:

„1m. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty

uzasadnione związane z działalnością w organizacji OSD UE, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

1n. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne koszty uzasadnione związane z udzielaniem zamówień.

1o. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się rekompensaty finansowe, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacane w związku z wydaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b.”,

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a–3c w brzmieniu:

3a. Ustalając stopę zwrotu z kapitału, o której mowa w art. 23 ust. 1 pkt 3 lit. g oraz h, Prezes URE bierze pod uwagę w szczególności zakres wykorzystania nowych technologii oraz ryzyko związane z niepełnym zwrotem kosztów.

3b. W taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej uwzględnia się stopień niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, odpowiadający kwotom wynikającym z niewykonanego zakresu tych inwestycji, o którym mowa w tym harmonogramie.

3c. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3.”,

d) w ust. 11–13 po wyrazach „jednostki wytwórczej” dodaje się wyrazy „lub instalacji odbiorcy końcowego”;

61) w art. 45a ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, lub w przypadku sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, publikowanych przez podmiot, o którym mowa w art. 5 ust. 4f, wylicza opłaty za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.”;

62) w art. 46:

- a) w ust. 2:
- po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:
„4a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a;”,
 - pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie:
„5) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w ramach sprzedaży rezerwowej paliw gazowych;
6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym w ramach sprzedaży rezerwowej paliw gazowych;”,
 - po pkt 8 dodaje się pkt 8a w brzmieniu:
„8a) sposób ustalania opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej;”,
- b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
- „3. Minister właściwy do spraw energii określi, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.”,
- c) w ust. 4:
- w pkt 5:
 - lit. c otrzymuje brzmienie:
„c) rekompensat, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943;”,
 - w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f w brzmieniu:
„f) kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1m i 1n;”,

- po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:
„6a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a;”;
- pkt 7 i 8 otrzymują brzmienie:
„7) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a oraz w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
8) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi, w tym w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;”;
- w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12–14 w brzmieniu:
„12) minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymagania dotyczące informacji o rozliczeniach;
13) sposób ustalania opłaty solidarnościowej, o której mowa w art. 7aa ust. 4;
14) sposób określania wysokości opłaty na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o której mowa w art. 7aa ust. 4.”;
- d) dodaje się ust. 7 w brzmieniu:
„7. Wysokość opłat wynikających z przepisów wydanych na podstawie ust. 4 pkt 13 i 14 nie może przekraczać iloczynu ilości energii elektrycznej dostarczonej za pośrednictwem linii bezpośredniej i odpowiednio:
1) połowy wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz
2) stawki opłaty na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub przesyłowej elektroenergetycznej
– o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 3, przewidzianych w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, przeznaczonych dla grupy taryfowej, do której jest zaliczany wydzielony odbiorca lub przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 11f.”;

63) w art. 47:

- a) po ust. 2g dodaje się ust. 2h w brzmieniu:

„2h. W taryfach zatwierdzanych lub zmienianych po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 16 ust. 18b, uwzględnia się zakres niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a. Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do korekty obowiązującej taryfy po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w zdaniu pierwszym.”,

- b) dodaje się ust. 6 w brzmieniu:

„6. W przypadku gdy w związku z prowadzonym postępowaniem w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej występuje ryzyko niewypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 5 ust. 6 pkt 2, w terminie wskazanym w tym przepisie, przedsiębiorstwo energetyczne, którego dotyczy to postępowanie, wypełnia ten obowiązek niezwłocznie po zakończeniu tego postępowania.”;

- 64) w art. 49c dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą przekazuje Prezesowi URE informacje o realizacji umów dotyczących sprzedaży gazu ziemnego za granicę za ostatni kwartał, w tym o cenach i ilościach sprzedanego gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kwartału.”;

- 65) w art. 56:

- a) w ust. 1:

- pkt 1d otrzymuje brzmienie:

„1d) nie przestrzega obowiązków wynikających z art. 6 ust. 12, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1–3, art. 9 ust. 1, art. 10 ust. 2–4, art. 11 ust. 2, art. 13 ust. 4, art. 15 ust. 4, art. 16 ust. 8, art. 17, art. 19 ust. 5, art. 24, art. 26 ust. 10, art. 28 ust. 1, art. 29 ust. 1, art. 34 ust. 1 i 2, art. 37 ust. 3, art. 42 ust. 1–3, art. 50 i art. 57 rozporządzenia 2019/943;”;

- po pkt 6b dodaje się pkt 6ba–6be w brzmieniu:

„6ba) w przypadku, o którym mowa w art. 7aa ust. 23, nie przekazuje Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 7aa ust. 10 pkt 2 i 4;

6bb) bez uzyskania wpisu do wykazu, o którym mowa w art. 7aa ust. 9, lub wpisu do tego wykazu na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w art. 7aa ust. 26, buduje linię bezpośrednią lub korzysta z linii pośredniej;

- 6bc) wprowadza energię elektryczną wytworzoną w wydzielonej jednostce wytwórczej do sieci elektroenergetycznej pomimo braku spełnienia warunków i wymagań technicznych, o których mowa w art. 7aa ust. 3, w tym braku uzgodnienia warunków z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 5 ust. 1;
- 6bd) wprowadzając energię elektryczną dostarczaną linią bezpośrednią przekracza moc umowną określoną w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 1;
- 6be) nie realizuje obowiązków, o których mowa w art. 7aa ust. 1;”,
- po pkt 16a dodaje się pkt 16aa w brzmieniu:
„16aa) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 5 ust. 4e, 6ca i 6h;”,
 - po pkt 16c dodaje się pkt 16d w brzmieniu:
„16d) nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 9c ust. 4c;”,
 - pkt 17 otrzymuje brzmienie:
„17) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 5 ust. 3b lub art. 5a ust. 1–3;”,
 - pkt 17a i 17b otrzymują brzmienie:
„17a) nie informuje odbiorcy końcowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub operatora systemu przesyłowego, lub Prezesa URE w terminie określonym w art. 5 ust. 14 o konieczności zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej;
 - 17b) będąc operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego, nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych zgodnie z art. 5aa ust. 6 lub umowy kompleksowej zgodnie z art. 5ab ust. 1;”,
 - po pkt 17b dodaje się pkt 17c–17e w brzmieniu:
„17c) będąc sprzedawcą rezerwowym energii elektrycznej, nie realizuje obowiązków informacyjnych określonych w art. 5ac ust. 7 oraz w art. 5ad;
 - 17d) będąc sprzedawcą rezerwowym energii elektrycznej, nie realizuje sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;

- 17e) będąc sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych, nie realizuje wobec odbiorcy końcowego obowiązków, o których mowa w art. 5aa ust. 8 i 9 oraz art. 5ab ust. 4 i 5, w terminach tam wskazanych;”,
- w pkt 19 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia” zastępuje się wyrazami „2019/943 lub aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia”,
 - po pkt 27 dodaje się pkt 27a w brzmieniu:
„27a) nie stosuje się do poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b;”,
 - pkt 32 otrzymuje brzmienie:
„32) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1, art. 49b ust. 1, art. 49c ust. 1, lub podaje nieprawdziwe informacje, o których mowa w art. 49c ust. 1;”,
 - w pkt 54 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 55–59 w brzmieniu:
„55) z nieuzasadnionych powodów nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 31g ust. 5 i 6;
56) z nieuzasadnionych powodów nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 31d ust. 7;
57) będąc regionalnym centrum koordynacyjnym, nie wykonuje obowiązków określonych w decyzjach organów regulacyjnych lub Agencji;
58) nie przestrzega obowiązków wynikających z decyzji Prezesa URE, o której mowa w art. 24d ust. 1;
59) będąc obywatelską społecznością energetyczną, nie przekazuje informacji, o których mowa w art. 11zo ust. 1.”,
- b) w ust. 2g pkt 2 i 3 otrzymują brzmienie:
„2) pkt 6d, 6e, 57 i 58 wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł;
3) pkt 30b, 30i–30p, 30u i 59 wynosi od 10 000 zł do 500 000 zł;”,
- c) w ust. 2h w pkt 10 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 11 w brzmieniu:
„11) pkt 55 i 56 wynosi od 500 zł do 2000 zł.”,
- d) po ust. 2h dodaje się ust. 2i i 2j w brzmieniu:

„2i. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1 pkt 57, wymierza Prezes URE, w przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego.

2j. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 6ba–6be, wynosi od 1000 zł do 50 000 zł za odpowiednio każdy dzień zwłoki, lub wprowadzania energii elektrycznej do sieci bez spełnienia warunków i wymagań technicznych lub dzień, w którym wystąpiło przekroczenie mocy umownej.”,

- e) w ust. 3:
 - w pkt 1 wyrazy „12d–17b” zastępuje się wyrazami „12d–17, 17b, 17d”,
 - w pkt 2 wyrazy „7a i 12” zastępuje się wyrazami „7a, 12, 17a, 17c i 17e”,
- f) w ust. 8 wyrazy „(WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003” zastępuje się wyrazami „2019/943”;

66) w art. 62c w ust. 5 w pkt 1 wyrazy „art. 5b ust. 1” zastępuje się wyrazami „art. 5b¹ ust. 1”.

Art. 2. W ustawie z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 479, z późn. zm.¹⁰⁾) w art. 3a:

- 1) w § 1:
 - a) we wprowadzeniu do wyliczenia:
 - skreśla się wyrazy „a także”,
 - po wyrazach „art. 37a ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 1672, 1901 i 1927),” dodaje się wyrazy „a także opłaty koncesyjnej, o której mowa w art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295),”
 - b) w pkt 14 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 15 w brzmieniu:
„15) formularza, o którym mowa w art. 34 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”;

¹⁰⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1301, 1692, 1967, 2127, 2180, 2600, 2640 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 556, 614 i 852.

- 2) w § 2 w pkt 1 po wyrazach „w oświadczeniu, o którym mowa w art. 37a ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego,” dodaje się wyrazy „lub w formularzu, o którym mowa w art. 34 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,”.

Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553) w art. 33 w ust. 2 dodaje się pkt 12 w brzmieniu:

„12) w przypadku linii bezpośredniej, numer wpisu do wykazu linii bezpośrednich, o którym mowa w art. 7aa ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 438) w art. 1 w ust. 2 w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:

„6) wykonywanie działalności jako obywatelska społeczność energetyczna w rozumieniu art. 3 pkt 13f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295).”.

Art. 5. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1315, 1576, 1967, 2411 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 846) w art. 35e po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:

„1c. Kary pieniężne, o których mowa w art. 35a pkt 12 i 13, uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary pieniężnej stała się prawomocna.”.

Art. 6. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403 i 2411) w art. 33 dodaje się ust. 14 w brzmieniu:

„14. Kary pieniężne wymierzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 7. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 2:

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

„1a) agregator – agregatora w rozumieniu art. 3 pkt 6e ustawy – Prawo energetyczne;”,

b) po pkt 27 dodaje się pkt 27¹ w brzmieniu:

„27¹)partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – sprzedaż energii wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej albo prosumenta zbiorowego energii odnawialnej innym użytkownikom systemu na podstawie umowy określającej, w szczególności, warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między stronami tej umowy albo za pośrednictwem będących stroną trzecią użytkownika systemu lub spółki prowadzącej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 380);”;

2) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:

„Art. 3a. 1. Pośredniczenie w partnerskim handlu energią z odnawialnych źródeł energii stanowi obrót w rozumieniu art. 3 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

2. Umowy w ramach partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii zawiera się, rozlicza i rozwiązuje z wykorzystaniem platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, przez którą rozumie się internetową platformę handlową w rozumieniu załącznika 2 do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2022 r. poz. 1863 i 2666) umożliwiającą zautomatyzowane wykonanie transakcji i płatności bezpośrednio między stronami tych umów albo za pośrednictwem strony trzeciej.”;

3) w art. 4 dodaje się ust. 15–17 w brzmieniu:

„15. Prosument energii odnawialnej korzystający z rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 albo 1a, oraz inny użytkownik systemu, którzy są stroną umowy w ramach partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, informują rozliczających ich sprzedawców o ilości energii elektrycznej sprzedanej i kupionej na podstawie tej umowy, po uprzednim ustaleniu z tymi sprzedawcami sposobu i częstotliwości przekazywania tych informacji.

16. Przekazywanie informacji, o których mowa w ust. 15, może odbywać się za pośrednictwem strony trzeciej.

17. Energia elektryczna, o której mowa w ust. 15, nie podlega rozliczeniu, o którym mowa w ust. 1 i 1a.”;

4) w art. 5 w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

- „1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej oraz zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej magazynu energii elektrycznej – w terminie 5 dni od dnia zmiany tych danych;”;
- 5) po art. 69a dodaje się art. 69b w brzmieniu:
- „Art. 69b. Energia elektryczna wytworzona w instalacji przez obywatelską społeczność energetyczną w rozumieniu art. 3 pkt 13f ustawy – Prawo energetyczne może korzystać z systemów wsparcia, o których mowa w art. 69a pkt 3 i 4.”;
- 6) w art. 83:
- a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
- „2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży, o którym mowa w ust. 2:
- 1) przyjmuje się, że całkowita ilość energii elektrycznej niewytworzonej w okresach objętych poleceniami, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, nie jest wyższa od ilości energii elektrycznej, którą właściwy operator systemu elektroenergetycznego wyznaczył jako zredukowaną;
 - 2) o przyporządkowaniu części lub całej ilości energii, o której mowa w pkt 1, decyduje wytwórca, przekazując operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, informację, o której mowa w art. 93 ust. 18 zdanie pierwsze.”;
- b) w ust. 3c dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:
- „W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie to uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”;
- 7) w art. 93 dodaje się ust. 14–19 w brzmieniu:
- „14. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączone są instalacje odnawialnych źródeł energii, informacje o instalacjach odnawialnych źródeł energii, na potrzeby wyznaczenia jednostkowych kosztów wynikających z poleceń, o których mowa

w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, oraz rozliczeń za energię zredukowaną, w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne uwzględniające:
 - a) nazwę wytwórcy,
 - b) nazwę jednostki wytwórczej,
 - c) miejsce przyłączenia jednostki wytwórczej,
 - d) numer identyfikacji podatkowej (NIP) wytwórcy, jeżeli posiada,
 - e) numer wytwórcy i instalacji odnawialnego źródła energii nadany w internetowej platformie aukcyjnej;
- 2) rodzaj systemu wsparcia, z którego wytwórca korzysta albo będzie korzystał;
- 3) informację o cenie aukcyjnej oraz cenie skorygowanej na dany rok dla wytwórcy, który korzysta lub będzie korzystał z aukcyjnego systemu wsparcia;
- 4) informację o dacie rozpoczęcia przez wytwórcę realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8;
- 5) informację o osiągnięciu przez wytwórcę pełnej realizacji zobowiązania produkcji i sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia;
- 6) informację o dacie zakończenia korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia.

15. W przypadku zmiany informacji, o których mowa w ust. 14, operator rozliczeń energii odnawialnej dokonuje ich aktualizacji i w terminie 14 dni przekazuje informację o ich zmianie właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego.

16. Na potrzeby wyznaczania jednostkowych kosztów poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne oraz rozliczeń za energię niewyprodukowaną w następstwie wydania tych poleceń, Prezes URE przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączone są instalacje odnawialnych źródeł energii, informacje o instalacjach odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących energię wiatru lub energię promieniowania słonecznego, którym przysługuje prawo do uzyskania świadectw pochodzenia, w szczególności:

- 1) dane identyfikacyjne uwzględniające:
 - a) nazwę wytwórcy,
 - b) lokalizację jednostki wytwórczej,
 - c) numer identyfikacji podatkowej (NIP) wytwórcy, jeżeli posiada,
 - d) numer wpisu wytwórcy we właściwym rejestrze;

- 2) informacje o instalacjach odnawialnego źródła energii, którym po dniu 31 grudnia 2020 r. przysługuje prawo do uzyskiwania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej od dnia 1 stycznia 2021 r.;
- 3) informację o dacie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w danej instalacji odnawialnego źródła energii, potwierdzonej wydanym świadectwem pochodzenia;
- 4) informację o utracie prawa korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia w danej instalacji odnawialnego źródła energii.

17. W przypadku zmiany informacji, o których mowa w ust. 16 pkt 1–3, Prezes URE dokonuje ich aktualizacji i w terminie 14 dni od jej dokonania, przekazuje informację właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego. Informację, o której mowa w ust. 16 pkt 4, przekazuje się niezwłocznie.

18. W przypadku wydania przez operatora systemu elektroenergetycznego polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, wytwórca informuje operatora, do którego sieci jest przyłączony, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w danym systemie wsparcia, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia. W przypadku nieprzekazania przez wytwórcę informacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia, zredukowana energia nie zostanie zaliczona do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu wsparcia.

19. W przypadku zgłoszenia przez wytwórcę zaliczenia ilości energii elektrycznej, niewyprodukowanej w instalacji odnawialnego źródła energii w wyniku polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, wydanego przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE, o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania 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. Jeżeli właściwy operator systemu elektroenergetycznego otrzymał informacje później niż 14 dni przed upływem terminu wskazanego w zdaniu pierwszym, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, nie później niż w terminie 14 dni od daty otrzymania informacji.”;

8) w art. 175:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 1–18 i 25 oraz art. 172, wymierzanych przez Prezesa URE stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”,

b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 20–24, wymierzanych przez Dyrektora Generalnego KOWR stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek właściwego urzędu skarbowego.”.

Art. 8. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) w art. 42 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 9. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 6 w ust. 6 w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec,”;

2) uchyla się art. 11;

3) w art. 48 w ust. 2 w pkt 3 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) ust. 1 pkt 2 – od 1. do 5. dnia roboczego, następujących po terminie ostatecznego rozliczenia wykonania obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w danym okresie przywołania na rynku mocy, określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83;”;

4) w art. 69:

a) w ust. 2 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;”,

b) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) odbiorcy końcowego, przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;”,

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

„6a. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną pobiera opłatę mocową od przyłączonych do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa za pośrednictwem linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne:

- 1) wydzielonego odbiorcy w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych.”,

d) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Odbiorca końcowy przyłączony jednocześnie:

- 1) do sieci operatora, płatnika opłaty mocowej lub przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oraz
- 2) do wydzielonej jednostki wytwórczej linią bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11fa ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne lub do urządzeń lub instalacji przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które linią bezpośrednią realizuje dostawy energii elektrycznej w celu bezpośredniego dostarczenia energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych

– wnosi opłatę mocową za energię elektryczną pobraną linią bezpośrednią, do podmiotów, o których mowa w pkt 1, bezpośrednio lub przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną.”;

5) w art. 70 po wyrazach „wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią”;

6) w art. 70a:

a) w ust. 1 w pkt 4 po wyrazach „wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią.”,

- b) w ust. 2 po wyrazach „wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”;
 - c) w ust. 4 po wyrazach „ilość energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”;
- 7) w art. 74:
- a) w ust. 11:
 - we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „ilości energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”;
 - po wyrazach „ilość energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”;
 - b) w ust. 12 po wyrazach „pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”;
- 8) w art. 75 w ust. 6 w pkt 2 po wyrazach „ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców końcowych” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią odbiorcom końcowym,”;
- 9) w art. 76 pkt 5 otrzymuje brzmienie:
- „5) zakres, sposób i termin przekazywania Prezesowi URE, za pośrednictwem operatora i płatników opłaty mocowej, informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej;”;
- 10) w art. 85:
- a) w ust. 1 uchyla się pkt 1,
 - b) dodaje się ust. 11 w brzmieniu:

„11. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 10. W ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083, 1260 i 2687) w art. 46 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Prezes URE wymierza kary, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1–3, 7, 8 i 12, w drodze decyzji, od której przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. Karę pieniężną uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o jej nałożeniu stała się prawomocna, na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 11. W ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073) w art. 6:

1) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Spółdzielnia rolników może prowadzić również działalność:

- 1) społeczną i oświatowo-kulturalną na rzecz swoich członków i ich środowiska;
- 2) jako obywatelska społeczność energetyczna w rozumieniu art. 3 pkt 13f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370, 2687 oraz z 2023 r. poz. 295 i ...).”;

2) w ust. 4 po wyrazach „ust. 3” dodaje się wyrazy „pkt 1”.

Art. 12. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553) w art. 91 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 87, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki”.

Art. 13. W ustawie z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 296 i 556) w art. 26 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Karę pieniężną wnosi się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 14. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 i 2687) w art. 87 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 85, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.

Art. 15. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, 1505, 1642, 2269 i 2376 oraz z 2022 r. poz. 1, 1967 i 2243) art. 19 i art. 20 otrzymują brzmienie:

„Art. 19. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, każdy dla swojego urządzenia, instalacji lub sieci, nadadzą punktom poboru energii numery zgodnie ze standardem GS1 (GSRN), w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 20. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sprzedawcy przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w postaci elektronicznej, informacje o punktach pomiarowych w rozumieniu art. 3 pkt 66

ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.”.

Art. 16. 1. Do linii bezpośrednich, wydzielonych jednostek wytwórczych i jednostek wytwórczych bezpośrednio dostarczających energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej, które pierwszy raz dostarczyły lub wytworzyły energię elektryczną przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe.

2. Do linii bezpośrednich, wydzielonych jednostek wytwórczych i jednostek wytwórczych bezpośrednio dostarczających energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej, które pierwszy raz dostarczyły lub wytworzyły energię elektryczną w dniu lub po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 i art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

3. Do postępowań w sprawie udzielenia zgody na budowę linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, oraz postępowań w sprawie pozwolenia na budowę linii bezpośredniej, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, wszczętych i niezakończonych prawomocną decyzją przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 i 3 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 17. Umowy, o których mowa w art. 5 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawarte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zostaną dostosowane do przepisów ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 18. Przepisu art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się do odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym będącego stroną umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, lub umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej przed dniem wejścia w życie art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1, chyba że odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wystąpi do sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej, z którym została zawarta umowa sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, z wnioskiem o zawarcie umowy kompleksowej.

Art. 19. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego opracowują i zamieszczają na swojej stronie internetowej oraz udostępniają w

swoich siedzibach wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, o którym mowa w art. 5 ust. 4aa ustawy zmienianej w art. 1, w terminie trzech miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 20. Do umów, o których mowa w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, chyba że odbiorca końcowy energii elektrycznej złoży sprzedawcy energii elektrycznej, z którym została zawarta umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 albo umowa kompleksowa, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, wniosek o uzupełnienie tej umowy o postanowienia wskazane w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1, w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 21. Sprzedawca energii elektrycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego poinformuje odbiorcę końcowego, z którym zawarł odpowiednio umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową oraz umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, oraz wytwórcę, który jest zaopatrywany w energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, o nowych zasadach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wprowadzonych niniejszą ustawą oraz o terminie ich wejścia w życie, do dnia 1 lipca 2024 r.

Art. 22. Sprzedawca energii elektrycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dostosują zawarte między nimi przed dniem 1 lipca 2024 r. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do nowych zasad sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wprowadzonych niniejszą ustawą, do dnia 31 grudnia 2024 r.

Art. 23. 1. Umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy kompleksowe oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawarte na podstawie dotychczasowych przepisów pozostają w mocy.

2. Umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej zawarte przed dniem 1 lipca 2024 r. na podstawie przepisów dotychczasowych pozostają w mocy.

3. Umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, zawarte na podstawie przepisów dotychczasowych, traktowane są, na potrzeby procesów rynku energii

realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, jako odpowiednio umowy sprzedaży lub umowy kompleksowe.

Art. 24. 1. Do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, do sprzedaży rezerwowej paliw gazowych stosuje się przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz sposobu ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi tych odbiorców.

2. Do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, do sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej stosuje się przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz sposobu ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi tych odbiorców, a także reklamacji.

Art. 25. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, albo jej zmianę dostosowaną do przepisów ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży informację o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia, wraz z instrukcją lub jej zmianą.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1, albo jej zmianę w części dotyczącej jej przedmiotu, który jest objęty zmianą przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie zmiany tych przepisów wykonawczych. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży informację o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia, wraz z instrukcją lub jej zmianą.

3. W terminie 4 miesięcy od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1, albo jej zmiany operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyłączeniem operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do

zatwierdzenia instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia.

4. W terminie 8 miesięcy od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1, albo jej zmiany operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, zamieści na swojej stronie internetowej oraz udostępni w swojej siedzibie do publicznego wglądu instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, opracowaną zgodnie z art. 9g ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia.

5. Do dnia wejścia w życie instrukcji albo jej zmiany zgodnie z ust. 1 stosuje się następujące zasady wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy zmienianej w art. 1, a także obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943:

- 1) rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 tego rozporządzenia, oblicza się i wypłaca na podstawie umowy określającej wysokość tej rekompensaty zawieranej pomiędzy operatorem systemu elektroenergetycznego wydającym polecenie a wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej;
- 2) wydając polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a ustawy zmienianej w art. 1, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kieruje się kryterium redysponowania jednostkami wytwórczymi przyłączonymi do koordynowanej sieci 110 kV oraz sieci przesyłowej proporcjonalnie do ich mocy zainstalowanej, dążąc do równomiernego rozłożenia na jednostki wytwórcze, których dotyczy polecenie, łącznej wielkości zmniejszenia wytwarzanej mocy.

6. Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, w zakresie, w jakim umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, zawarta przed dniem wejścia w życie instrukcji albo jej zmiany zgodnie z ust. 1, zawiera postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii.

Art. 26. Operatorzy systemów elektroenergetycznych i użytkownicy systemu elektroenergetycznego dostosują zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do przepisów ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz do zmian instrukcji, o których mowa w art. 25, nie później niż w terminie 2 miesięcy od dnia uprawomocnienia się decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającej instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 27. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje po raz pierwszy ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 15i ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, na potrzeby przygotowania oceny funkcjonowania rynku mocy, o której mowa w art. 103 ustawy zmienianej w art. 9.

Art. 28. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zamieszcza po raz pierwszy raport z monitorowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. c ustawy zmienianej w art. 1, do dnia 30 maja 2025 r.

Art. 29. 1. Wysokość opłat, o których mowa w art. 7aa ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wyrażona w zł/MWh, do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stanowi suma iloczynów ilości energii elektrycznej dostarczonej za pośrednictwem linii bezpośredniej i:

- 1) połowy wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz
- 2) stawki opłaty na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub przesyłowej elektroenergetycznej

– o których mowa w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, przewidzianych w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, dedykowanych dla grupy taryfowej, do której są zaliczani wydzielony odbiorca lub przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 11f ustawy zmienianej w art. 1.

2. Ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, jest określana na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, spełniających wymagania, o których mowa w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 11x.

3. Opłata, o której mowa w ust. 1, jest przekazywana, w terminie do 10. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rozliczenie, na rachunek bankowy operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca wydzielony, o którym mowa w art. 7aa ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, lub przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości oraz do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa.

4. Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z linii bezpośredniej jest obowiązany do przekazywania operatorowi, o którym mowa w ust. 3, danych pochodzących z układu pomiarowo-rozliczeniowego umożliwiającego określenie ilości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy za pośrednictwem linii bezpośredniej.

Art. 30. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, przedłożą Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryfy uwzględniające koszty, o których mowa w art. 7aa ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, w terminie miesiąca od dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 31. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzi taryfy, o których mowa w art. 30, w terminie 3 miesięcy od dnia ich przedłożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 32. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, opracowuje sprawozdanie dotyczące stosowania art. 47 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót energią elektryczną, za okres od dnia 1 listopada 2021 r. do dnia 30 października 2024 r., zawierające w szczególności:

- 1) informacje o konieczności stosowania art. 47 ust. 1,
- 2) ocenę postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między sprzedawcami energii elektrycznej i w przechodzeniu na rynkowe ceny energii elektrycznej,
- 3) informację o sposobie wykonywania przez sprzedawców energii elektrycznej obowiązku, o którym mowa w art. 47 ust. 1, i wpływie tych regulacji na sytuację finansową tych sprzedawców

– i przekazuje je Komisji Europejskiej w terminie do dnia 1 stycznia 2025 r.

Art. 33. Przekazanie informacji, o których mowa w art. 93 ust. 14 pkt 1 i ust. 16 pkt 1–3 ustawy zmienianej w art. 7, następuje po raz pierwszy na wniosek właściwego operatora systemu elektroenergetycznego złożony nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 34. 1. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, art. 11 ust. 6 i 6a, art. 11zh ust. 1, art. 31f ust. 2 i art. 46 ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych odpowiednio na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, art. 11 ust. 6 i 6a, art. 11zh ust. 1, art. 31f ust. 2 i art. 46 ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane.

2. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 76 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy oraz mogą być zmieniane.

Art. 35. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 1 pkt 5 lit. b, pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3b, pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4e oraz pkt 13 lit. c, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 2) art. 1 pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3a oraz pkt 6 lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 1 lit. a, a także art. 18, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 3) art. 1 pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4f–4i, lit. k, lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 1 lit. b i lit. n, pkt 11 w zakresie art. 5b4, pkt 19 lit. c, pkt 39 w zakresie art. 11zm–11zo oraz pkt 54, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 4) art. 1 pkt 2 lit. s, pkt 6 lit. c tiret drugie i lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 2, pkt 7 w zakresie art. 5a1 ust. 4, pkt 11 w zakresie art. 5b4 ust. 2 pkt 6, pkt 37 oraz pkt 45 lit. a tiret dziesiąte w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. l, a także art. 7 pkt 1 lit. b oraz pkt 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.;
- 5) art. 1 pkt 2 lit. a, b, m i n, pkt 6 lit. b w zakresie dodanych wyrazów „paliw gazowych” oraz lit. o i p, pkt 8 i 9, pkt 19 lit. b tiret szóste, pkt 23 lit. c i d, pkt 33 lit. a, pkt 34–36

oraz pkt 65 lit. a tiret szóste, siódme i ósme oraz lit. e, a także art. 21–23, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.;

- 6) art. 1 pkt 5 lit. c i d, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.

UZASADNIENIE

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC74) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, zwaną dalej „dyrektywą 2019/944”.

W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:

- 1) wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny;
- 2) wprowadza się dostęp dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorców o rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) wprowadza się ramy prawne do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, reguluje ich prawa i obowiązki, w tym prawo odbiorcy do przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich i do opuszczenia społeczności bez sankcji;
- 4) wprowadza się prawo odbiorcy do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców, oraz prawo do otrzymywania informacji na temat korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami;
- 5) wprowadza się przepisy dotyczące agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień;
- 6) wprowadza się przepisy dotyczące odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii;
- 7) wprowadza się nowy model sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
- 8) wzmacnia się obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadza nowe prawa w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne), a także dostosowuje się przepisy ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie umów kompleksowych;
- 9) dostosowuje się zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

i operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym wprowadza przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz wprowadza się zmiany w zakresie bilansowania;

- 10) dostosowuje się zadania regulatora do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym zadania związane z regionalnymi centrami koordynacyjnymi, powołanymi na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”, oraz wprowadza się możliwość zgłoszenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki przez każdego, kogo praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków określonych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, co wypełnia normę art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944;
- 11) dokonuje się zmian w zakresie działania Koordynatora do spraw negocjacji, rozszerzając m.in. zakres zadań tego podmiotu o nowe rodzaje umów wprowadzane do ustawy – Prawo energetyczne;
- 12) wdraża się mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii oraz ograniczania poboru i wprowadzania energii elektrycznej sieci przez magazyny energii elektrycznej na polecenie operatorów systemu elektroenergetycznego;
- 13) przyznaje się Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki uprawnienie do udzielenia określonym podmiotom odstępstwa od stosowania wskazanych w decyzji przepisów w ramach realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”;
- 14) doprecyzowuje się przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w ten sposób, że nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;
- 15) wprowadza się obowiązek stosowania wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych;
- 16) dodaje się przepisy mające na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych

podstawy prawnej do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe;

- 17) rozstrzyga się wątpliwości dotyczące możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego;
- 18) zmienia się definicję sieci gazowej;
- 19) wprowadza się dodatkową przesłankę udzielenia, zmiany i cofnięcia koncesji w postaci rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją;
- 20) wprowadza się możliwość nakazania przedsiębiorstwu energetycznemu dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;
- 21) wprowadza się zmiany w zakresie funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii;
- 22) dokonuje się zmian w zakresie regulacji dotyczących linii bezpośredniej;
- 23) zmniejsza się obciążenia administracyjne właścicieli źródeł wytwórczych o mocy większej niż 2 MW;
- 24) dokonuje się rozszerzenia strefy profilu synchronicznego, w ramach rynku mocy, tak aby obejmowała cały system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec, celem zapewnienia zgodności z art. 26 rozporządzenia 2019/943;
- 25) wprowadza się przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią odnawialną (tzw. *peer-to-peer*), co stanowi implementację art. 2 pkt 18 oraz art. 21 ust. 2 lit. a 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), zwanej dalej „dyrektywą 2018/2001” lub „RED II”.

Ponadto projekt usuwa zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzowuje przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne.

Ad. 1. Techniczna zmiana sprzedawcy

W projekcie ustawy wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny. Propozycje zmian przedstawione w art. 1 pkt 5 projektu implementują do polskiego porządku prawnego art. 12 ust. 1 i 5 dyrektywy 2019/944.

Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce centralnego systemu informacji

rynku energii (CSIRE) zmieni się model realizacji procesów, tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji. Rola OSD i OSP w zakresie zmiany sprzedawcy ograniczy się w tym modelu jedynie do dostarczania do CSIRE różnych informacji rynku energii, na podstawie których ten proces będzie realizowany. Stąd proponuje się dodanie do art. 4j ustawy – Prawo energetyczne ust. 6a–6d dotyczących zmiany sprzedawcy, adekwatnie do nowego modelu rynku, tj. czas trwania procesu zmiany sprzedawcy nie powinien być liczony od poinformowania OSD lub OSP o zawartej przez odbiorcę umowie z nowym sprzedawcą, a od poinformowania operatora informacji rynku energii (OIRE) przez nowego sprzedawcę za pośrednictwem CSIRE.

Ad. 2. Porównywarka ofert sprzedaży energii elektrycznej

W art. 1 pkt 54 projektu ustawy dodaje się rozdział 4b ustanawiający ramy prawne dla funkcjonowania porównywarki ofert sprzedaży energii elektrycznej.

Zgodnie art. 14 dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie zobowiązano do zapewnienia, aby przynajmniej odbiorcy energii elektrycznej będący gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221, z późn. zm.) o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh mieli nieodpłatny dostęp do co najmniej jednego narzędzia porównywania ofert sprzedawców, w tym ofert dotyczących zawarcia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Niezależne narzędzia porównywania ofert stanowią mają skuteczny środek umożliwiający mniejszym odbiorcom ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert energii, obniżyć koszty wyszukiwania oraz zapewnić właściwą równowagę między zapotrzebowaniem na jasne i zwięzłe informacje, a zarazem na informacje kompletne i wyczerpujące. Dzięki dostępności w jednym miejscu ofert sprzedaży energii elektrycznej wszystkich sprzedawców energii, niezależna porównywarka ofert stanowić ma skuteczny środek umożliwiający ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert sprzedaży energii elektrycznej i tym samym umożliwić im wybór najlepszej oferty rynkowej. W przypadku np. stosowania przez sprzedawcę oferty promocyjnej, trwającej jedynie przez oznaczony w umowie okres, informacja ta powinna wprost wynikać z przedstawianej przez niego w wyszukiwarce oferty.

W projekcie ustawy proponuje się ograniczenie obowiązkowego zakresu porównywanych informacji do elementów wymaganych przez dyrektywę, tj. do ofert sprzedaży

energii elektrycznej odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, jednocześnie wprost dopuszczając porównanie innych usług związanych ze sprzedażą energii elektrycznej świadczonych przez sprzedawców energii.

W celu zrealizowania przepisu dyrektywy 2019/944 zobowiązującego państwo członkowskie do zapewnienia odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych oraz mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh dostępu do przynajmniej jednego narzędzia porównującego wszystkie oferty na rynku energii, zdecydowano o powierzeniu takiej roli Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, korzystając tym samym z przewidzianego w art. 14 ust. 6 dyrektywy 2019/944 odstępstwa, polegającego na niewprowadzeniu systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzi porównywania ofert, jeżeli urząd lub organ publiczny oferuje narzędzie porównywania ofert spełniające wymogi określone w art. 14 dyrektywy 2019/944.

Ze względu na konieczność zapewnienia aktualności informacji w porównywaniu ofert, w projektowanym art. 31g ust. 5 i 6, zobowiązano sprzedawców energii do przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, zarówno na wniosek Prezesa URE, jak i każdorazowo, w terminie 7 dni przed wprowadzeniem aktualizacji do ich oferty. W dodawanym do art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne punkcie 55 przewidziano sankcję za nierealizowanie tych obowiązków.

Ad. 3. Obywatelskie społeczności energetyczne

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do stworzenia nowego podmiotu jakim jest obywatelska społeczność energetyczna, której przedmiotem działalności może być wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, zużywanie, agregacja lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom.

Stworzenie ram prawnych działania obywatelskich społeczności energetycznych ma na celu umożliwienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredniego udziału w wytwarzaniu, zużyciu oraz dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami. Ma to na celu zapewnienie jej członkom przystępnej cenowo energii elektrycznej w odróżnieniu od tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, których głównym celem działania jest dążenie do osiągnięcia zysku. Uczestnictwo w obywatelskiej społeczności energetycznej przysłużyć się

ma również do zwiększenia efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych dzięki zmniejszeniu zużycia energii elektrycznej i obniżeniu cen dostaw. Celem dyrektywy 2019/944, a tym samym rozwiązań zawartych w projekcie ustawy, jest zapewnienie obywatelskim społecznościom energetycznym korzystnych ram prawnych do działania, sprawiedliwego traktowania, równych szans oraz określonego zestawu praw i obowiązków.

Przepisy dyrektywy dają swobodę państwom członkowskim w zakresie wyboru formy działania obywatelskiej społeczności energetycznej wskazując jednak, iż musi posiadać zdolność prawną. Jako przykładowe formy w dyrektywie 2019/944 wskazano takie podmioty jak stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki, organizacje nienastawione na zys, małe i średnie przedsiębiorstwa. Warunkiem działania obywatelskiej społeczności energetycznej ma być działanie we własnym imieniu oraz możliwość wykonywania praw i podlegania obowiązkom wynikającym z ustanowionych ram prawnych. Uwzględnić przy tym należy, że członkostwo w obywatelskiej społeczności energetycznej otwarte jest dla podmiotów wszelkich kategorii, jednak członkowie lub udziałowcy będący osobami fizycznym, organami samorządowymi, w tym gminami lub małymi przedsiębiorcami powinni mieć uprawnienia kontrolne, przy czym główna działalność tych podmiotów nie powinna być związana z rynkiem energii elektrycznej.

W projekcie ustawy proponuje się rozwiązanie oparte na możliwości wyboru formy organizacyjnej funkcjonowania obywatelskiej społeczności energetycznej spośród wymienionych w dyrektywie 2019/944 jako przykłady, pod warunkiem spełnienia przez nie określonych wymogów. Zgodnie z art. 11*z*i ust. 1 projektu ustawy obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność w formie:

- spółdzielni,
- spółdzielni mieszkaniowej,
- wspólnoty mieszkaniowej,
- stowarzyszenia, z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego,
- spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej,
- spółdzielni rolników.

Warunkami koniecznymi do posiadania statusu obywatelskiej społeczności energetycznej jest zapewnienie uprawnień decyzyjnych i kontrolnych przysługujących członkom, udziałowcom, akcjonariuszom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej będącym wyłącznie osobą fizyczną, jednostką samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą, dla których działalność gospodarcza

w zakresie obrotu, wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej.

Powyższa regulacja jest zgodna z definicją obywatelskiej społeczności energetycznej zawartą w dyrektywie 2019/944 (art. 2 pkt 11 lit. a), która stanowi, że obywatelską społeczność energetyczną należy rozumieć jako podmiot posiadający zdolność prawną, który opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i który jest kontrolowany przez członków lub udziałowców, którzy są osobami fizycznymi, organami samorządowymi lub małymi przedsiębiorcami.

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych dla obywatelskich społeczności energetycznych i objęcia ich niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi i przejrzystymi procedurami m.in. w odniesieniu do rejestracji. Na tej podstawie postanowiono stworzyć wykaz obywatelskich społeczności energetycznych, który pozwoli również na monitorowanie rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych w Polsce. W przepisach projektu zaproponowano prowadzenie wykazu przez Prezesa URE w formie elektronicznej (dodawany art. 11zm ustawy – Prawo energetyczne). Obywatelska społeczność energetyczna będzie mogła podjąć działalność po zamieszczeniu jej danych, na wniosek, w wykazie obywatelskich społeczności energetycznych.

Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być wytwarzanie, dystrybucja, obrót, agregacja, magazynowanie energii elektrycznej, realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz świadczenie usług w zakresie ładowania pojazdów elektrycznych swoim członkom, w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. W zależności od wykonywanej działalności, musi przestrzegać obowiązków i ograniczeń mających zastosowanie do innych uczestników rynku w sposób niedyskryminujący i proporcjonalny. Sprzedaż wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej przedsiębiorstwu energetycznemu lub agregatorowi będzie możliwa na podstawie łączących ich umów.

Obywatelskiej społeczności energetycznej umożliwia się dostęp – bez dyskryminacji – do wszystkich rynków energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji czym transponuje się przepis art. 16 ust. 3 lit. a dyrektywy 2019/944.

Dyrektywa nie wskazuje obszaru działalności dla obywatelskich społeczności energetycznych, upoważniając jedynie państwa członkowskie do podjęcia decyzji w zakresie umożliwienia uczestnictwa transgranicznego. W projekcie ustawy nie określa się obszaru działania obywatelskich społeczności energetycznych przyjmując, że jedynym ograniczeniem może być obszar funkcjonowania operatora systemu dystrybucyjnego, ponieważ obywatelska

społeczność energetyczna może działać na obszarze operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami, akcjonariuszami lub wspólnikami tej społeczności. Projekt nie przewiduje możliwości uczestnictwa transgranicznego obywatelskich społeczności energetycznych.

Zgodnie z art. 16 ust. 3 lit. e dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia ram prawnych umożliwiających ustalenie wewnątrz obywatelskiej społeczności energetycznej podziału energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością społeczności jednostki wytwórcze, przy czym podział energii elektrycznej nie może mieć wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe, taryfy i inne opłaty. W projekcie ustawy proponuje się powyższe w art. 11zł, wprowadzając obowiązek regulacji tej kwestii w statucie lub umowie obywatelskiej społeczności energetycznej.

Dyrektywa 2019/944 wprowadza również obowiązek traktowania obywatelskiej społeczności energetycznej, w odniesieniu do zużywania energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie, jak odbiorcy aktywnego (art. 16 ust. 3 lit. d). Zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. e ww. dyrektywy odbiorcom aktywnym zapewnia się, aby ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, tak aby w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu. Osobne rozliczenie wprowadzonej do sieci i pobranej z niej energii elektrycznej zapewnić mają regulacje zawarte w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, w rozdziale dotyczącym zasad funkcjonowania systemu pomiarowego oraz w planowanym do wydania na jego podstawie rozporządzeniu pomiarowym – przez liczniki i system zdalnego odczytu. Projekt zakłada instalację liczników u odbiorców końcowych zgodnie z harmonogramem w latach 2023–2028. Jednak odbiorca końcowy, który będzie chciał zostać odbiorcą aktywnym, będzie mógł uzyskać taki licznik na wniosek (art. 11t ust. 6 ww. ustawy). Zatem powyższe regulacje dotyczą również obywatelskiej społeczności energetycznej.

Ponadto w celu uniknięcia jednoczesnego funkcjonowania w systemie prawnym dwóch definicji społeczności energetycznych o zbliżonych uprawnieniach, powyższe regulacje mają również na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego społeczności działającej w zakresie energii odnawialnej, o której mowa w art. 22 dyrektywy RED II.

Główne założenia obywatelskiej społeczności działającej w zakresie energii odnawialnej zostały wskazane w następujących motywach dyrektywy RED II:

1. Uczestnictwo obywateli i władz lokalnych w projektach dotyczących energii

odnawialnej za pośrednictwem społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej przynosi znaczną wartość dodaną w postaci lokalnej akceptacji dla energii ze źródeł odnawialnych oraz dostępu do dodatkowego kapitału prywatnego, co z kolei skutkuje lokalnymi inwestycjami, większym wyborem dla konsumentów i powszechniejszym uczestnictwem obywateli w transformacji energetyki. Takie zaangażowanie lokalne jest jeszcze bardziej istotne w kontekście wzrostu mocy energii odnawialnej. Środki pozwalające społecznościom energetycznym działającym w zakresie energii odnawialnej konkurować na równych zasadach z innymi producentami mają również na celu zwiększenie udziału obywateli lokalnych w projektach dotyczących energii odnawialnej, a co za tym idzie, zwiększenie stopnia akceptacji dla energii odnawialnej (pkt 70).

2. Specyfika lokalnych społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej pod względem wielkości, struktury własności i liczby projektów mogą ograniczać ich zdolność do konkurowania na równych zasadach z dużymi podmiotami, tj. konkurentami prowadzącymi większe projekty i szerszy zakres działalności. W związku z tym państwa członkowskie powinny mieć możliwość wybrania dla społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej dowolnej formy podmiotu pod warunkiem, że podmiot taki może, działając w swoim imieniu, wykonywać prawa i podlegać obowiązkom. Aby zapobiec nadużyciom i zapewnić szerokie uczestnictwo, społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej powinny być w stanie pozostać niezależne od poszczególnych członków i innych tradycyjnych uczestników rynku, którzy uczestniczą w danej społeczności w charakterze członków lub udziałowców lub którzy współpracują z nią za pośrednictwem innych środków, takich jak inwestycje. Uczestnictwo w projektach dotyczących energii odnawialnej powinno być otwarte dla wszystkich potencjalnych członków lokalnych w oparciu o obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria. Jednym ze środków mających zrównoważyć tę niekorzystną sytuację wynikającą ze specyfiki lokalnych społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej pod względem wielkości, struktury własności i liczby projektów jest umożliwienie społecznościom energetycznym działającym w zakresie energii odnawialnej działania w ramach systemu energetycznego i ułatwienie im integracji rynkowej. Społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej powinny mieć możliwość wymiany między sobą energii, która jest produkowana przez instalacje należące do ich społeczności. Członkowie społeczności nie powinni jednak być zwolnieni z odpowiednich kosztów, opłat i podatków, które byłyby w podobnej sytuacji ponoszone przez odbiorców końcowych niebędących członkami

społeczności lub producentów lub kiedy do tych transferów wykorzystuje się infrastrukturę sieci publicznej (71).

Wskazane wyżej założenia wpisują się w założenia leżące u podstaw obywatelskiej społeczności energetycznej z dyrektywy rynkowej.

Do najważniejszych uprawnień, jakie państwo członkowskie powinno zapewnić społeczności energetycznej OZE – zgodnie z art. 22 dyrektywy RED II – jest prawo do produkcji (wytwarzania), zużycia, magazynowania i sprzedaży energii odnawialnej, w tym w drodze umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej.

W tym celu należy uwzględnić, że zgodnie z dyrektywą RED II energia odnawialna oznacza energię z odnawialnych źródeł niekopalnych, a mianowicie energię wiatru, energię promieniowania słonecznego (energię słoneczną termiczną i energię fotowoltaiczną) oraz energię geotermalną, energię otoczenia, energię pływów, fal i inną energię oceanów, hydroenergię, biomasę oraz gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych (biogaz).

W zakresie podmiotowym dyrektywa RED II wymaga, aby społeczność energetyczna OZE opierała się na otwartym i dobrowolnym uczestnictwie oraz była niezależna i skutecznie kontrolowana przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych. Ponadto jej udziałowcami lub członkami powinny być osoby fizyczne, małe i średnie przedsiębiorstwa lub organy lokalne, w tym gminne.

Dyrektywa RED II nie zabrania obywatelskim społecznościom energetycznym wykonywania działalności ekonomicznie opłacalnej, jednak nastawienie na zysk nie powinno stanowić jej podstawowego celu. Zarówno katalog form prawnych, jak i brzmienie definicji społeczności w niniejszym projekcie spełniają te założenie. Realizują wymóg, aby podstawowym celem społeczności energetycznej OZE było przede wszystkim przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych jego udziałowcom, członkom lub lokalnym obszarom, na których ona działa, zamiast przynoszenia zysków finansowych,

Odrębnością dyrektywy RED II jest wymóg, aby społeczność energetyczna OZE była skutecznie kontrolowana przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych. Takie zastrzeżenie wprowadza konieczność wprowadzenia szczególnej regulacji w przypadku gdy lokalna społeczność energetyczna będzie

prowadzić działalność tylko w zakresie odnawialnych źródeł energii (formuła społeczności energetycznej OZE z RED II).

W takim przypadku uprawnienia decyzyjne i kontrolne będą przysługiwać członkom, udziałowcom lub wspólnikom posiadającym miejsce zamieszkania lub siedzibę na terenie działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Równocześnie, dodano możliwość wykonywania uprawnień decyzyjno-kontrolnych także średnim przedsiębiorcom. Zgodnie z dyrektywą RED II, społeczność OZE powinna być skutecznie kontrolowana przez udziałowców lub członków, a do nich dyrektywa zalicza także średnich przedsiębiorców (art. 11z i ust. 2 i 3).

Z uwagi na cel dyrektywy, jakim jest rozwój OZE, oraz przynoszenie korzyści społecznościom w wymiarze lokalnym dodane zostało uprawnienie do wykonywania uprawnień decyzyjno-kontrolnych przez podmioty naukowe i badawcze określone w ustawie Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce. Wprowadzone rozwiązanie powinno dodatkowo zaktywizować i wzmocnić potencjał lokalnej współpracy w zakresie rozwoju OZE dzięki zachęce dla świata nauki do czynnego uczestniczenia w lokalnej społeczności energetycznej.

Z punktu widzenia potrzeby uwzględnienia wymiaru lokalnego, społeczność energetyczna OZE nie powinna mieć możliwości działania ogólnokrajowego. Z drugiej strony obszar ten nie powinien być zbyt mały, aby umożliwić współpracę między podmiotami, które nie są zlokalizowane w bliskiej odległości od siebie, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia zróżnicowania kraju pod względem gęstości zaludnienia, poziomu rozwoju gospodarczego oraz dostępu do infrastruktury sieciowej. Kierując się zasadą proporcjonalności, w projekcie dokonano ograniczenia działalności do obszaru działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, co nie powinno stwarzać przeszkody dla rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych na obszarach słabiej rozwiniętych, a przeciwnie – tworzyć zachęty do podjęcia współpracy w takiej formule.

Ad. 4. Umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej

W projekcie ustawy wprowadzono definicję umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej doprecyzowując, że częstotliwość rozliczeń na rynku jest równa okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195. W praktyce okres ten wynosi 15 minut. Uzupełniono treść art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, nakładając na sprzedawcę energii elektrycznej stosującego umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej obowiązki informacyjne co do nowych możliwości na rynku energii elektrycznej. Należy

zaznaczyć, że tylko odbiorca końcowy posiadający zainstalowany licznik zdalnego odczytu będzie w stanie skorzystać z ofert z ceną dynamiczną, ze względu na częstotliwość pomiarów energii elektrycznej w porównaniu z licznikami konwencjonalnymi. Ustawodawca unijny ograniczył obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej do tych sprzedawców, którzy obsługują 200 000 odbiorców końcowych. Podmiotami, które będą w posiadaniu informacji na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej będą praktycznie giełdy towarowe oraz wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W związku z powyższym to na te podmioty nałożono obowiązki informacyjne w tym zakresie wynikające z przepisów prawa unijnego. Jedną z cech charakterystycznych umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej jest ryzyko jakie niesie za sobą różna cena energii elektrycznej w danym momencie. Dlatego też sprzedawca energii elektrycznej stosujący umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej został zobowiązany do informowania odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.

W celu zapewnienia przejrzystości na regulatora – Prezesa URE, został nałożony obowiązek monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej związanej z cenami dynamicznymi. Wprowadzono także zmiany dostosowujące w przepisach (np. art. 45a ustawy – Prawo energetyczne) związane z nową sytuacją na rynku energii elektrycznej. Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności.

Ad. 5. i 6. Odpowiedź odbioru

W projekcie ustawy wprowadza się ramy prawne dla funkcjonowania odpowiedzi odbioru, agregacji i odbiorcy aktywnego.

Odpowiedź odbioru należy rozumieć jako zmianę zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, tj. w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii

elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, która została złożona indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia zapotrzebowania po cenie obowiązującej na rynku energii elektrycznej.

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do wprowadzenia ram prawnych zapewniających wszystkim konsumentom możliwości czerpania korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w zamian za korzystanie z niższych cen energii lub innych zachęt finansowych.

W związku z tym w projekcie ustawy umożliwia się odbiorcom końcowym uczestniczenie we wszystkich formach odpowiedzi odbioru. Będzie to możliwe zwłaszcza dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, które dadzą odbiorcom końcowym możliwość dostosowywania swojego zużycia energii elektrycznej do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym, odzwierciedlającym wartość i koszt energii elektrycznej lub przesyłu w różnych okresach. Odpowiedź odbioru odgrywa również zasadniczą rolę w umożliwieniu inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych, umożliwiając tym samym skuteczną integrację pojazdów elektrycznych w sieci energetycznej. Będzie mieć to zasadnicze znaczenie dla procesu obniżania emisyjności transportu.

Agregacja

Agregację należy rozumieć jako działalność polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

W projekcie ustawy wprowadza się również pojęcia agregatora rozumianego jako uczestnik rynku działający na rynku energii elektrycznej zajmujący się agregacją oraz niezależnego agregatora, czyli agregatora, który nie jest powiązany ze sprzedawcą odbiorcy oraz nie zalicza się do grupy kapitałowej, do której zalicza się ten sprzedawca (dodawany do ustawy – Prawo energetyczne art. 3 pkt 6f i 6g). Powyższy podział ma celu wyraźne rozdzielenie podmiotów świadczących usługi agregacji na te, które zajmują się tylko świadczeniem tych usług oraz podmioty, u których usługi te należą do jednego z przedmiotów

prowadzonej przez nie działalności gospodarczej. Zgodnie z dyrektywą 2019/944 proponowane przepisy dotyczące świadczenia usług agregacji mają zastosowanie do obu podmiotów i podmioty te będą mogły świadczyć swoje usługi na równych zasadach, z tym, że zastrzega się, że odbiorcy końcowi nie będą mogli zostać obciążeni przez przedsiębiorstwa energetyczne dyskryminacyjnymi wymogami, procedurami czy nieuzasadnionymi opłatami lub karami z powodu zawarcia umów o świadczenie usług agregacji z niezależnymi agregatorami (dodawany art. 5a¹ ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne).

Proponuje się również, by ze względu na techniczne możliwości rozliczeniowe, odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej mógł być agregowany w danym punkcie poboru energii tylko przez jednego agregatora – dodawany art. 5a¹ ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Agregacja umożliwia wszystkim grupom odbiorców, tj. przemysłowym, komercyjnym oraz gospodarstwom domowym, dostęp do rynku energii elektrycznej, na którym będą mogły oferować swoją elastyczność oraz energię, którą wytwarzają we wskazanym zakresie. W projekcie ustawy umożliwia się korzystanie z usług agregacji na podstawie umowy agregacji zawartej pomiędzy odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem (dodawany art. 5a¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Zawarcie powyższej umowy ma odbywać się niezależnie od zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym umowy sprzedaży energii elektrycznej i bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, z którym taka umowa jest zawarta (dodawany art. 5a¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Odbiorcom końcowym, będącym stroną tej umowy, zapewnia się możliwość uzyskania od agregatora, na ich żądanie, bezpłatnie, co najmniej raz w każdym okresie rozliczeniowym danych pomiarowych dotyczących odpowiedzi odbioru, lub danych pomiarowych dotyczących ilości dostarczanej energii elektrycznej oraz danych ilości sprzedawanej energii elektrycznej.

Działalność z zakresu agregacji odbywać się ma zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej i wymogami odnośnie przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przez operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania świadczona jest agregacja. W przypadku gdy właściwy jest więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego, należy dochować warunków i wymogów określonych przez każdego z tych operatorów systemu.

Projekt ustawy zapewnia agregatorom prawo do wejścia na rynek energii elektrycznej

bez zgody innych uczestników, a także możliwość funkcjonowania na równych zasadach jak przedsiębiorstwa energetyczne czy odbiorcy.

Zgodnie z projektowanym art. 5b⁴ ust. 1 agregator będzie mógł podjąć działalność po zamieszczeniu jego danych w wykazie agregatorów. Wprowadzenie obowiązku rejestracji działalności agregatorów pozwoli na uwidocznienie tych podmiotów na rynku energii elektrycznej oraz rozpowszechnienie samej usługi dając możliwość skorzystania z niej wszystkim zainteresowanym. Umożliwi to również monitorowanie rozwoju agregacji w całym kraju. Wykaz ten prowadzony ma być przez Prezesa URE w formie elektronicznej. Prezes URE dokona wpisu agregatora do wykazu na jego wniosek.

W zakresie rozwiązywania konfliktów między agregatorami a innymi uczestnikami rynku właściwy będzie Koordynator do spraw negocjacji działający przy Prezesie URE, do którego stosuje się przepisy rozdziału 4a ustawy – Prawo energetyczne. Z tego względu rozszerzono jego kompetencje o możliwość prowadzenia postępowań w sprawie pozasądowego rozstrzygnięcia sporów wynikłych z umów o świadczenie usług agregacji.

Agregacja została wyłączona z obowiązku sporządzania taryf, ponieważ brak jest celowości i uzasadnienia merytorycznego wprowadzenia takiego obowiązku.

Odbiorca aktywny

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do zapewnienia odbiorcom końcowym możliwości uczestniczenia oraz czerpania korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe. W zamian za to dostosowanie, odbiorcy aktywnemu należy umożliwić korzystanie z niższych cen energii lub otrzymywanie innych zachęt finansowych.

Projekt ustawy ma na celu stworzenie podstaw prawnych do działania odbiorcy aktywnego, którego należy rozumieć jako odbiorcę końcowego lub grupę działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy mają możliwość zużywania, magazynowania lub sprzedaży wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej. Stwarza się im również możliwość realizowania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności. Jedynym warunkiem jest, aby działalność w tym zakresie nie stanowiła jego podstawowej działalności gospodarczej czy zawodowej.

Należy zauważyć, że definicja odbiorcy aktywnego jest zdecydowanie szersza od

definicji funkcjonującego w polskim porządku prawnym prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, którego zgodnie z art. 2 pkt 27a tej ustawy, należy definiować jako odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773). Odbiorcy aktywnemu umożliwia się działanie w zdecydowanie szerszym zakresie niż regulacje dotyczące prosumentów energii odnawialnej, dlatego też zdecydowano się na stworzenie odrębnych ram prawnych dla odbiorców aktywnych, którymi są także prosumenci. Należy jednak zaznaczyć, że za odbiorcę aktywnego uważany jest również prosument będący osobą fizyczną.

Zgodnie z projektem ustawy odbiorca aktywny może działać samodzielnie lub za pośrednictwem agregacji. Dyrektywa obliguje państwa członkowskie do zapewnienia odbiorcom aktywnym osobnego rozliczenia energii elektrycznej, wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, tak by w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu (art. 15 ust. 2 lit. e). Osobne rozliczenie wprowadzonej do sieci i pobranej z niej energii elektrycznej zapewnia ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, w rozdziale dotyczącym zasad funkcjonowania systemu pomiarowego oraz w wydanym na jego podstawie rozporządzeniu pomiarowym – przez liczniki i system zdalnego odczytu). Ustawa zakłada instalację liczników u odbiorców końcowych zgodnie z harmonogramem w latach 2023–2028. Jednak odbiorca końcowy, który będzie chciał zostać odbiorcą aktywnym będzie mógł uzyskać taki licznik na wniosek (art. 11t ust. 6 projektu ww. ustawy). Odbiorca aktywny nie może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymogami technicznymi i administracyjnymi, procedurami oraz opłatami lub nieodzwierciedlającymi kosztów opłatami sieciowymi.

Odbiorcy aktywni będący właścicielami instalacji magazynowania energii elektrycznej powinni mieć również prawo do przyłączenia do sieci w rozsądnym terminie, po spełnieniu niezbędnych warunków, m.in. w zakresie odpowiedzialności za bilansowanie, niepodlegania podwójnym opłatom, np. opłatom sieciowym, czy za magazynowanie energii elektrycznej pozostającej w ich obiekcie, aby nie byli objęci nieproporcjonalnymi wymogami koncesyjnymi. Kwestię magazynowania energii elektrycznej także w magazynach będących

częścią instalacji odnawialnego źródła energii również reguluje ww. ustawie. Zakres proponowanych w niej zmian obejmuje m.in. wyłączenie magazynowania energii elektrycznej z obowiązku sporządzania taryf, określenie wymagań dotyczących koncesjonowania magazynowania energii elektrycznej i ich rejestracji, określenie ogólnych wymagań dotyczących warunków przyłączenia do sieci, a także zasad rozliczania energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.

Projekt ustawy zakłada również prawo odbiorców aktywnych do delegowania innemu podmiotowi zarządzania posiadaną przez nich instalacją niezbędną do ich działalności, której są właścicielem, z zastrzeżeniem, że podmiotu, któremu zlecono zarządzanie, nie traktuje się jako odbiorcy aktywnego. Pod pojęciem zarządzania instalacją należy rozumieć instalowanie, eksploatację, utrzymanie oraz obsługę danych.

Ad. 7. Nowy model sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej

W związku z wprowadzeniem od dnia 1 lipca 2024 r. nowych zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej, na skutek wdrożenia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE), koniecznym stało się zmodyfikowanie mechanizmu uruchamiania sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. Nowy model sprzedaży rezerwowej dla odbiorców energii elektrycznej będzie uwzględniał zautomatyzowany obieg informacji rynku energii między użytkownikami CSIRE. Dzięki temu działaniu procedura uruchamiania sprzedaży rezerwowej zostanie uproszczona, przy jednoczesnym zwiększaniu ochrony i bezpieczeństwa odbiorców. Bowiem późno docierająca informacja o uruchomieniu sprzedaży rezerwowej powoduje, że odbiorca niejednokrotnie nie zdaje sobie sprawy popadnięcia w inny reżim dostaw energii, co często uświadamia sobie dopiero w momencie konieczności uiszczenia znacznie wyższego rachunku za energię.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym ujęto w tych samych jednostkach redakcyjnych rozwiązania dla sprzedaży rezerwowej zarówno energii elektrycznej jak i paliw gazowych. Wiąże się to z faktem, że CSIRE, umożliwiające automatyzm uruchamiania sprzedaży rezerwowej, a obejmujące jedynie energię elektryczną, wejdzie w życie dopiero w dniu 1 lipca 2024 r.

Obecny model sprzedaży rezerwowej zakłada, że jest ona uruchamiania w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę. Sprzedawcą rezerwowym jest zaś przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, wskazane przez odbiorcę

końcowego, zapewniające temu odbiorcy końcowemu sprzedaż rezerwową. Tak więc to odbiorca wskazuje sprzedawcę rezerwowego w umowie o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych lub usługi przesyłania paliw gazowych lub w umowie kompleksowej, upoważniając operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci ten odbiorca jest przyłączony, do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – tej umowy. W tym celu operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego gazowego publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie aktualną listę sprzedawców, którzy oferują sprzedaż rezerwową odbiorcom przyłączonym do jego sieci, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej, oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową. Zarówno obowiązki informacyjne jak i zawarcie samej umowy odbywa się niezwłocznie. Umowa sprzedaży rezerwowej może ulec rozwiązaniu w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub w drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym odbiorca może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania. Odbiorca nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy.

Rozwiązania dotyczące sprzedaży rezerwowej zostały wypracowane w ramach prac powołanej przez PSE S.A. Grupy roboczej ds. procesów biznesowych. W pracach nad opracowaniem niniejszych rozwiązań uczestniczyły następujące podmioty: PSE (OIRE), OSD, TOE, OSDnEE, MKiŚ oraz URE.

W zakresie projektowanego modelu sprzedaży rezerwowej, zadania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej będzie wykonywał tzw. sprzedawca zobowiązany, czyli przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone decyzją Prezesa URE na podstawie art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Wyjątkiem jest sytuacja braku możliwości realizacji obowiązków przez ww. przedsiębiorstwo energetyczne. Wówczas do czasu wyznaczenia nowego sprzedawcy zobowiązanego, jego rolę pełni sprzedawca zobowiązany wyznaczony dla obszaru działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Dla zwiększenia czytelności rozwiązań, obejmą one zarówno oddzielną sprzedaż energii elektrycznej jak również tę sprzedaż w ramach umowy kompleksowej. Tak więc, sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej będzie uruchamiana w przypadku nieprzekazania do CSIRE informacji o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii.

Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o okolicznościach uzasadniających uruchomienie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, sprzedawca ten, z mocy prawa, stanie się stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będzie obowiązywała na czas nieokreślony. Cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będzie wyższa od tej na rynku konkurencyjnym, co ma zmobilizować odbiorcę końcowego do jak najszybszego dokonania wyboru nowego sprzedawcy – nie więcej niż trzykrotność średniej ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Na sprzedawcę rezerwowego nałożono szereg obowiązków informacyjnych.

W przepisach ustawy wymieniono enumeratywnie przypadki, w jakich nie stosuje się przepisów o sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. Są to przypadki, w których ze względu na specyfikę stosunku umownego na dostawę energii elektrycznej (z natury tego stosunku) sprzedaż energii elektrycznej nie będzie kontynuowana. Dodatkowo wyłączono z reżimu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej przypadek użytkowania nieruchomości, obiektu lub lokalu w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej udowodnionego przeprowadzoną kontrolą. Ma to na celu wyłączenie sytuacji odpowiednio gdy nie jest wiadome czy odbiorca nadal potrzebuje być zaopatrywany w energię elektryczną oraz jako swoisty rodzaj sankcji za kradzież/bezumowny pobór tej energii.

Na sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej nałożono szereg obowiązków o charakterze informacyjnym w celu zapewnienia przepływu informacji (transparentności). Jednocześnie rozszerzono zakres podmiotowy obowiązków informacyjnych w zakresie sprzedaży rezerwowej na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W ustawie określono enumeratywnie przypadki ustania sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej ze względu na brak potrzeby dalszej realizacji dostawy energii elektrycznej na zasadach właściwych sprzedaży rezerwowej lub w ogóle dostawy energii elektrycznej. Jest to

przypadek m.in. rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z nowym sprzedawcą dla danego punktu poboru energii oraz wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej dla danego punktu poboru energii.

Dotychczasowe przepisy o sprzedaży rezerwowej zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne ograniczono wyłącznie do paliw gazowych. Zaproponowane rozwiązania przyczynią się więc do ujednolicenia i usprawnienia procesu sprzedaży rezerwowej dla odbiorców energii elektrycznej. Konsekwentnie, wprowadzono oddzielne definicje sprzedawcy rezerwowego i sprzedaży rezerwowej dla energii elektrycznej i oddzielne dla pali gazowych. Konieczne stało się również uwzględnienie nowej nomenklatury we wszystkich przepisach nawiązujących do sprzedawcy rezerwowego czy sprzedaży rezerwowej.

Przepisy w zakresie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będą miały zastosowanie nie tylko wobec odbiorcy końcowego, ale również do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a także do wytwórcy, który jest zaopatrywany w energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej.

W przepisach przejściowych nałożono na sprzedawcę energii elektrycznej obowiązek informacyjny o nowych zasadach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej oraz dostosowania (także przez operatorów systemów elektroenergetycznych) dotychczasowych umów. W celu uniknięcia konieczności dostosowania wielu milionów umów wyraźnie wskazano, że umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy kompleksowe oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, a także umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej zawarte przed dniem 1 lipca 2024 r. na podstawie dotychczasowych przepisów, pozostają w mocy.

Bardzo istotny jest również przepis stanowiący wprost, a tym samym rozstrzygający dotychczasowe wątpliwości interpretacyjne, że do wyboru sprzedawcy rezerwowego nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1710, z późn. zm.). Jak wiadomo sprzedaż rezerwowa dotyczy sytuacji nagłych, gdy z rynku wypadnie dostawca paliw lub energii. Zachodzi wówczas konieczność natychmiastowej reakcji, bez czekania na przeprowadzenie czasochłonnej procedury zamówień publicznych. Jednocześnie przesądzono, że do umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej albo do umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży

rezerwowej energii elektrycznej nie stosuje się art. 36 ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta ze względu na specjalny reżim, jakim rządzi się sprzedaż rezerwowa. Zgodnie z nowym modelem sprzedaży rezerwowej odbiorca końcowy sam nie zawiera umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. Energia elektryczna dostarczana jest co do zasady w nieograniczonej objętości czy ustalonej ilości. Przepis art. 36 ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta stanowi natomiast o nieponoszeniu kosztów świadczenia usług energii elektrycznej w takim przypadku.

Ad. 8. Zmiany dotyczące umów sprzedaży energii elektrycznej – art. 5 ustawy – Prawo energetyczne

W projekcie ustawy proponuje się zmiany w przepisach regulujących stosunki umowne między odbiorcą końcowym energii elektrycznej i sprzedawcą energii elektrycznej, dostosowując tym samym przepisy krajowe do art. 10 i 18 dyrektywy 2019/944, a także dostosowuje się przepisy ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie umów kompleksowych.

– zmiana w ust. 2a i 2b

Zmiany mają charakter porządkowy i związane są ze zmianą definicji bilansowania handlowego.

– dodanie ust. 3a

Dodawany ust. 3a ustanawia obowiązek zawierania wyłącznie umów kompleksowych w stosunku do odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w miejsce obowiązujących aktualnie rozwiązań ustawowych, tj. możliwości zawierania odrębnie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz umów kompleksowych.

Wdrożenie obowiązku zawierania tego rodzaju umów wynika z postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., wskazanych do zrealizowania w 2021 r., w ramach jednego z trzech filarów transformacji energetycznej, jakim jest sprawiedliwa transformacja (str. 45).

Obowiązek zawierania umów kompleksowych ma na celu poprawę konkurencyjności rynku, ale także ochronę interesów konsumentów i wzmocnienie ich pozycji na rynku energetycznym.

– dodawany ust. 3b

Projektowany przepis zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania paliw gazowych lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej. Zawracie umów przez spółki obrotu ze spółkami dystrybucyjnymi warunkuje możliwość świadczenia przez te podmioty umów kompleksowych, dlatego też, do art. 56 ust. 1 pkt 17 ustawy – Prawo energetyczne, dodano przepis sankcyjny za nieprzestrzeganie przez ww. podmioty obowiązku wynikającego z dodawanego ust. 3b. Przepis ten wchodzi w życie w terminie 2 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Rozróżnienie terminów wejścia w życie ust. 3a i 3b wynika z faktu, iż w pierwszej kolejności należy pozostawić czas na zawarcie stosownych umów między przedsiębiorstwami energetycznymi, aby w efekcie możliwe było zawarcie umów kompleksowych z odbiorcami paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

Projektowany przepis przejściowy – art. 18 – wprowadza generalną zasadę, zgodnie z którą nowe przepisy dotyczące zawierania umów kompleksowych mają zastosowanie do umów zawieranych po terminie wejścia w życie tych przepisów, tj. po 6 miesiącach od dnia wejścia w życie ustawy. Jednocześnie sprzedawca będzie miał obowiązek dostosowania umowy zawartej wcześniej w każdym przypadku, w którym odbiorca końcowy wyrazi taką wolę.

– zmiana w art. 5 ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne, dodanie do ustawy – Prawo energetyczne ust. 4d

Ze względu na dotychczas obowiązujące przepisy regulujące w jednej jednostce redakcyjnej zarówno umowy z odbiorcami gazu i energii konieczne było rozdzielenie tych dwóch typów umów i dostosowanie przepisów krajowych w zakresie umów sprzedaży energii elektrycznej do przepisów dyrektywy 2019/944. Dotychczas obowiązujący art. 5 ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne pozostawiono bez ingerencji w treść przepisu w zakresie informacji, jakie powinny znaleźć się w umowach zawieranych z odbiorcami paliw gazowych w gospodarstwie domowym, jednocześnie wydzielając ust. 4d, w którym wskazano, jakie elementy powinny znaleźć się w umowie sprzedaży oraz umowie kompleksowej, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej. Przepis regulujący tę materię, w obowiązującej aktualnie treści, dotyczy wyłącznie odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Proponowana treść przepisu rozszerza go o każdego odbiorcę

końcowego energii elektrycznej, wypełniając tym samym postanowienia art. 10 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

– dodanie ust. 4e

W dodawanym do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne – ust. 4e, zobowiązano sprzedawców energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, do przekazania odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, które powinno zawierać co najmniej dane sprzedawcy energii elektrycznej, zakres świadczonych usług, informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii, czas trwania umowy oraz warunki jej zakończenia. Powyższe wypełnia normę wskazaną w art. 10 ust. 3 dyrektywy 2019/944, jednocześnie pełniąc funkcję ochronną wobec tych odbiorców przez przekazanie powyższego streszczenia najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej.

– zmiana ust. 6

W art. 5 ust. 6 dokonano zmiany polegającej na modyfikacji obowiązku informacyjnego sprzedawców energii elektrycznej o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną. Zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu sprzedawcę energii elektrycznej zobowiązano do powiadamiania odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:

a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,

b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

Niniejszą zmianą dokonano transpozycji art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944.

– dodany ust. 6ca

Zobowiązanie sprzedawców energii elektrycznej stosujących taryfę zatwierdzaną przez Prezesa URE do informowania odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, co najmniej raz na kwartał, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej stanowi implementację art. 5 ust. 7 lit. e dyrektywy 2019/944.

– dodany ust. 6h

Zobowiązanie sprzedawców energii elektrycznej, stosujących umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej do informowania odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwych kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy, stanowi implementację art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

Ad. 9. Uzupelnienie zadań operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych

Usługi systemowe i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości

W zakresie implementacji przepisów dotyczących usług systemowych w projektowanej ustawie zaproponowano niżej wskazane rozwiązania:

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowane zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie ram pojęciowych ww. ustawy do ram wynikających z przepisów unijnych tj. dyrektywy 2019/944 i rozporządzenia 2019/943 w zakresie usług systemowych. Dodanie do art. 3 pkt 23f i 23g stanowi implementację art. 2 pkt 48 i 29 dyrektywy 2019/944. Definicje te zostały nieznacznie skorygowane w stosunku do wersji oryginalnej pochodzącej z dyrektywy 2019/944, przez dostosowanie nazewnictwa z dyrektywy do obowiązujących w Polsce aktów prawnych dla sektora elektroenergetycznego. W projekcie została dodana także definicja ograniczeń sieciowych (pkt 23e) oraz zmianie uległa definicja zarządzania ograniczeniami systemowymi (pkt 23b).

b) dodanie do art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne pkt 5a

Do zadań operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dodaje się zakup usług systemowych niedotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej czym wypełnia się art. 31 ust. 7 i 8 dyrektywy 2019/944.

c) dodanie do art. 9g ustawy – Prawo energetyczne ust. 4a i 4b oraz ust. 5e i 5f

Zgodnie z zaproponowanymi przepisami katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zostanie ustalony przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia, bowiem będzie odnosił się on do operatorów systemów elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnego jak i przesyłowego (dodawany do art. 9 ust. 4 pkt 8a). Ze względu na różne usługi, które mogą być zamawiane przez operatorów, proponuje się, aby ich

precyzyjny katalog był przez operatorów określany w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci, odpowiednio Przesyłowej (IRiESP) i Dystrybucyjnej (IRiESD).

W IRiESPie i IRIESDie określone zostaną także wymogi techniczne świadczenia tych usług oraz zasady i procedura ich zakupu. Prezes URE dokona ich oceny i zatwierdzenia w decyzji zatwierdzającej IRiESP i IRiESD. Zasady i procedury określone przez operatorów mają być przejrzyste, niedyskryminacyjne i domyślnie również oparte na procesach rynkowych. Prezes URE może udzielić odstępstwa od tego wymogu, jeśli świadczenie tych usług na zasadach rynkowych nie byłoby efektywne ekonomicznie.

W zakresie usług świadczonych przez dostawców przyłączonych do sieci 110 kV proponuje się zastosowanie analogicznych zasad jak do zarządzania ograniczeniami oraz dysponowania jednostkami wytwórczymi w tej sieci, tzn. działania OSD podlegają koordynowaniu przez OSP. Natomiast dostęp do zasobów i dostawców usług przyłączonych do sieci koordynowanej 110 kV i kontrakty z dostawcami tych usług mogłyby zawierać jeden lub drugi operator zależnie od potrzeb.

Elastyczność systemu

Ewolucja systemu elektroenergetycznego w kierunku decentralizacji wytwarzania oraz aktywizacji rynkowej użytkowników systemu powoduje, że OSD, działając jako moderator rozwoju detalicznego rynku energii elektrycznej, powinien wykorzystywać ten nowy potencjał energetyczny. Interakcja ta przyjmie formę usługi świadczonej przez użytkowników na rzecz OSD – usługi elastyczności.

Elastyczność systemu dystrybucyjnego to zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania na zmiany zachodzące w systemie, zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i zachowań użytkowników tego systemu, przy utrzymaniu stabilnej pracy sieci i dotrzymaniu parametrów jakości oraz niezawodności dostaw. Usługa ta wykorzystywana będzie przez OSD do zarządzania ograniczeniami w sieci i zarządzania jej rozwojem (stworzenie alternatywy do jej rozbudowy lub odsunięcia jej w czasie).

Zgodnie z motywem 39 dyrektywy 2019/944 wszystkie grupy odbiorców (przemysłowi, komercyjni i gospodarstwa domowe) powinny mieć dostęp do rynków energii elektrycznej, aby oferować na nich swoją elastyczność i energię wytwarzaną we własnym zakresie. Odbiorcom należy umożliwić korzystanie w pełni z korzyści płynących z agregacji produkcji i dostaw na większych obszarach oraz z konkurencji transgranicznej. Motyw 42 dyrektywy 2019/944 stanowi, że konsumenci powinni móc zużywać, magazynować oraz sprzedawać na rynku energię elektryczną wytwarzaną we własnym zakresie oraz uczestniczyć we wszystkich rynkach energii elektrycznej przez zapewnianie elastyczności systemu, na przykład przez

magazynowanie energii, takie jak magazynowanie przy użyciu pojazdów elektrycznych, przez odpowiedź odbioru lub przez systemy efektywności energetycznej. Zgodnie z motywem 61 OSD muszą w sposób opłacalny zintegrować w systemie nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza instalacje wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, oraz nowe obciążenia, takie jak obciążenia, które wynikają z pomp ciepła i pojazdów elektrycznych, i w tym celu należy im umożliwić korzystanie z usług rozproszonych zasobów energetycznych, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, oraz zachęcać ich do korzystania z takich usług, w oparciu o procedury rynkowe, w celu wydajnego eksploataowania sieci i unikania jej kosztownej rozbudowy. Dyrektywa 2019/944 zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia odpowiednich środków, takich jak krajowe kodeksy sieci i zasady funkcjonowania rynku, oraz do stworzenia zachęt dla OSD dzięki taryfom sieciowym, które nie utrudniałyby elastyczności ani zwiększania efektywności energetycznej w sieci. Również plany rozwoju sieci systemów dystrybucyjnych powinny uwzględniać elastyczność systemu elektroenergetycznego.

Prace dotyczące elastyczności systemów energetycznych prowadzone są także na szczeblu unijnym. W Europie aktualnie prowadzonych jest wiele projektów pilotażowych, które pokazują, że w omawianej tematyce branża energetyczna wciąż jest na etapie początkowym, co pokazują np. symulacje Komisji Europejskiej (projekty H2020) i poszczególnych państw członkowskich.

Świadczenie usług elastyczności przez użytkowników sieci podłączonych do sieci dystrybucyjnej jest podstawowym aspektem wielu projektów badawczo-rozwojowych i przedmiotem ostatnich zmian uregulowań prawnych w niektórych państwach członkowskich UE.

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

W art. 3 pkt 11k proponuje się dodanie definicji usług elastyczności. Mimo faktu, że termin ten występuje w dyrektywie 2019/944 wielokrotnie, ustawodawca unijny nie zdecydował się na zdefiniowanie wprost tego pojęcia. W celu zachowania transparentności proponowanych przepisów dotyczących usług elastyczności oraz w celu ukształtowania jednolitego podejścia do zagadnienia, proponuje się wprowadzenie definicji dla usługi elastyczności. Kształt zaproponowanej definicji wynika z art. 32 pkt 1 dyrektywy 2019/944.

b) zmiany w art. 9 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne – zmiany do rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

– dodanie pkt 6a

Ze względu na przewidywany wpływ wykorzystania usług elastyczności na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego niezbędne wydaje się określenie w drodze rozporządzenia szczegółowych warunków wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

– nowe brzmienie pkt 8

Implementacja do polskiego prawa możliwości wykorzystania przez OSD usług elastyczności wiąże się z koniecznością opracowania warunków technicznej współpracy między wszystkimi operatorami systemów elektroenergetycznych tak, aby wykorzystanie usług przez jednego z operatorów nie zakłóciło stabilności pracy systemu na terenie innego operatora bądź całego systemu elektroenergetycznego.

c) zmiany w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Dodawany do art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne pkt 8a i 8b uzupełnia zadania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie elastyczności i stanowi implementację art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

d) zmiany w art. 9g ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne – dodanie pkt 2c i 2d

Niezależnie od konieczności opracowania specyfikacji na usług elastyczności, należy zadbać o standardy techniczne gwarantujące realizację takich usług w sposób bezpieczny dla stabilności systemu elektroenergetycznego, a także zmniejszenie ryzyka niewykonania usługi mimo jej zgłoszenia, co w konsekwencji również może prowadzić do zakłóceń stabilności pracy systemu.

e) zmiana w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne

Zmiana w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne służy implementacji art. 32 ust. 3 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata, zapewniającym przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania na usługi elastyczności w perspektywie średnio i długoterminowej oraz określającym inwestycje planowane na następne pięć do dziesięciu lat. Sporządzanie planu na okres nie krótszy niż 6-letni jest zachowaniem reguły wielokrotności 2-letniej konieczności aktualizacji tego planu, powodując tym samym zachowanie ciągłości okresu 6-letniego terminu sporządzania planu z jego 2-letnią aktualizacją.

f) zmiana w art. 16 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne

Ponieważ OSP i OSD sporządzają prognozę zapotrzebowania na dostawy na okres nie krótszy niż 15 lat, przy opracowywaniu planu rozwoju zasadne jest, aby powiązać tę prognozę z planem rozwoju. Dziesięcioletni okres prognozy dla stanu bezpieczeństwa dostarczania

energii elektrycznej został powiązany z maksymalnym okresem przewidzianym w dyrektywie 2019/944 dla sporządzania planów rozwoju systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie wydaje się, że sporządzanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych planów na okres 10 lat jest bardziej efektywne w kontekście ich realności, niż każdy okres dłuższy np. 15 – letni.

g) dodanie w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne ust. 8b i 8c

Dodane przepisy implementują dyrektywę 2019/944 w zakresie objęcia planem rozwoju sieci elektromobilności oraz wykorzystania odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.

h) zmiana w art. 16 ust. 14 i 15 ustawy – Prawo energetyczne

Plan rozwoju poddawany będzie konsultacjom publicznym. Dodatkowo złożenie planu rozwoju w obecnej regulacji jest określone terminem krótszym, niż złożenie do Prezesa URE sprawozdania z wykonania powyższego planu, formalnie w roku złożenia planu rozwoju. OSD składa w dwóch terminach dokumenty sprawozdania planu, właściwym trybem wydaje się więc złożenie sprawozdania z wykonania planu w terminie wcześniejszym niż złożenie projektu planu na lata następne. Art. 16 ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne został uzupełniony o operatora systemu dystrybucyjnego. Zmiana ma na celu zachowanie przejrzystości oraz właściwej kolejności etapów prowadzonego procesu.

i) dodanie do art. 16 ustawy – Prawo energetyczne ust. 23

Dodanie tego przepisu ma na celu implementację dyrektywy 2019/944 w zakresie art. 38 ust. 2 lit. c.

j) dodanie pkt 11g i 11h do art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie do zadań Prezesa URE ww. przepisów ma na celu implementację art. 32 ust. 1 dyrektywy 2019/944 w części wskazującej na obowiązek państw członkowskich do zapewnienia niezbędnych ram regulacyjnych i zachęt umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności.

k) dodanie ust. 1n do art. 45 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie przepisu stanowi implementację art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 zgodnie z którym operatorzy systemów dystrybucyjnych powinny otrzymać odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na usługi elastyczności.

Konsekwencją wprowadzenia powyższej zmiany jest dodanie w art. 46 w ust. 4 w pkt 5 lit. f.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym

Do projektu ustawy wprowadza się regulację dotyczącą nałożenia na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązku opracowywania oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943. Dodany w art. 15i ust. 1 ustanawia zasady jej wykonywania, stanowiąc zarazem, że zakres i sposób jej wykonywania odpowiada metodzie europejskiej oceny wystarczalności zasobów stosowanej przez ENTSO-E (metoda będzie implementowana stopniowo). W projekcie ustawy dodano także przepis przejściowy (art. 27 projektu), zgodnie z którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje po raz pierwszy ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym na potrzeby przygotowania oceny funkcjonowania rynku mocy, o której mowa w art. 103 ustawy o rynku mocy.

Konsekwencją powyższego jest także dodanie do art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne pkt 16, zgodnie z którym do zadań operatora systemu przesyłowego należy opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym, sporządzanie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz przekazywanie Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, o której mowa w art. 28 rozporządzenia 2019/943, danych niezbędnych do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z rozdziałem IV tego rozporządzenia.

Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych

Celem proponowanych zmian jest zwiększenie skuteczności regulacyjnej w obszarze realizacji planów rozwoju, polegające na realizowaniu celów ważnych z punktu widzenia polityki państwa i regulatora.

Do zadań Prezesa URE proponuje się dodanie zadania polegającego na opracowywaniu wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci, aby na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny, systematyczny i skoordynowany rozwój w pożądanym kierunkach. Proponowane rozwiązanie opiera się na szerszym umożliwieniu Prezesowi URE oddziaływania na plany rozwoju sieci oraz umożliwieniu nagradzania za realizację poszczególnych inwestycji, z wyznaczonymi kamieniami milowymi ich realizacji, połączone z obowiązkiem sprawozdawczym. Dodano ust. 1a w art. 16, wskazując, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii może uwzględnić wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Należy podkreślić, że realizacja wytycznych Prezesa URE co do inwestycji priorytetowych ma

charakter fakultatywny i jest połączona z systemem wynagradzania, którego celem jest zachęta przedsiębiorstw do ich realizacji.

a) zmiany w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana brzmienia art. 9d ust. 1e pkt 4 ma na celu rozszerzenie ograniczenia możliwości podejmowania decyzji przez organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wobec operatora systemu dystrybucyjnego także odnośnie budowy sieci lub jej modernizacji, przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a. Celem przepisu jest uniknięcie wątpliwości interpretacyjnych i ograniczenia możliwości podejmowania decyzji przez organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wobec operatora systemu dystrybucyjnego także odnośnie budowy sieci lub jej modernizacji, przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa URE co do oczekiwanego kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

b) zmiany w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowane dodanie ust. 1a ma na celu wprowadzenie możliwości uwzględniania w planach rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

Proponowane zmiany brzmienia ust. 7 pkt 5–7 dotyczą zagadnień objętych planami rozwoju i doprecyzowują, co powinien on zawierać: przewidywany sposób finansowania inwestycji, przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów oraz planowany harmonogram inwestycji.

Ponadto w ust. 7 dodaje się pkt 9, który przewiduje uwzględnianie w planach rozwoju celów oraz przewidywanych efektów przedsięwzięć.

Proponowana zmiana brzmienia ust. 13 pkt 2 ma na celu rozszerzenie wyjątku od konieczności konsultacji projektu planu na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją z mniej niż 100 odbiorców do 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 GWh tej energii, w miejsce dotychczasowych 50 GWh.

Ponadto w ust. 15 konsultacjami planu objęto także operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Powyższe podyktowane jest specyfiką rynku gazowego oraz potrzebą zwiększenia transparentności rozwoju operatora systemu dystrybucyjnego gazowego ze względu na zakres jego inwestycji oddziałujący na odbiorców gazu na terenie kraju.

Proponuje się dodanie ust. 18a, co ma na celu nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne stosujące wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz korzystające z przyznanych z tego tytułu środków obowiązku sprawozdawczego w zakresie stanu zrealizowania harmonogramu inwestycji, w przypadku zakończenia inwestycji – odpowiedniego oświadczenia w tym zakresie, a także dokumentów potwierdzających jego realizację. Aby nie nakładać nadmiernych obciążeń administracyjnych proponowane jest rozszerzenie już składanych na podstawie ust. 18 sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych o wskazane informacje dotyczące realizacji inwestycji priorytetowych wynikających z wytycznych Prezesa URE.

Dodatknie ust. 18d ma na celu wskazanie terminu rozliczenia harmonogramu inwestycji, a także określenie minimalnego stanu jego realizacji, w każdym okresie sprawozdawczym na poziomie 85%.

Dodanie art. 18e wprowadza możliwość przedłużenia terminu na wykonanie harmonogramu inwestycji w uzasadnionych przypadkach, które wynikają z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego. Proponowane rozwiązanie pozwoli na ochronę przedsiębiorstw energetycznych od konsekwencji niewykonania w terminie zamierzonych inwestycji, spowodowanego przyczynami od nich niezależnymi, takimi jak m.in. siła wyższa, stan nadzwyczajny czy przedłużające się postępowania administracyjne.

c) zmiany w art. 23 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie do ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h rozszerza zakres działania Prezesa URE przez wprowadzenie uprawnienia do ustalenia uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań przyznaną subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów. Proponowana zmiana ma na celu nadanie Prezesowi URE uprawnienia w zakresie formułowania przedmiotowych stop wzrostu, które pełnią istotną, motywującą rolę we wprowadzanym systemie wpływu na kształtowanie i realizację planów rozwoju sieci. Dzięki wprowadzeniu możliwości wynagradzania za realizację inwestycji priorytetowych przewiduje się, że będzie to zachętą dla przedsiębiorstw energetycznych do podjęcia decyzji o ich realizacji, co w konsekwencji wpłynie pozytywnie na ogólnokrajowy spójny rozwój sieci. Należy także wskazać, że przewiduje się, że wpływ na taryfy będzie neutralny, gdyż projektowana regulacja ma na celu wprowadzenie możliwości wynagradzania za realizację inwestycji priorytetowych, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Co więcej, nie zdecydowano

się na określenie maksymalnej wysokości stopy zwrotu, z uwagi na fakt, że wprowadzenie jej sztywnego określenia spowodowałoby brak możliwości oceny regulacyjnej projektowanego rozwiązania ani elastycznego reagowania w zależności, jakie są kierunki pozyskiwanego finansowania i zakres realizowanych inwestycji priorytetowych. Ponadto przewiduje się, że długofalowo rozwój sieci, w szczególności w obszarach uznanych przez regulatora za priorytetowe z punktu widzenia kraju, może generować oszczędności dzięki zwiększeniu liczby odbiorców przyłączonych do sieci.

Proponuje się dodanie pkt 3a, który nakłada na Prezesa URE obowiązek opracowywania i zamieszczenia w Biuletynie Urzędu Regulacji i Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów. Powyższe ma na celu zapewnienie systematycznego i transparentnego dostępu do wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

Ponadto proponuje się dodanie pkt 3b, który uprawnii Prezesa URE do kontrolowania wykonania realizacji planów rozwoju w zakresie realizacji kierunku rozwoju sieci i inwestycji priorytetowych.

d) zmiany w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne

Proponuje się dodanie ust. 1 pkt 2b, który ma na celu uwzględnienie przy kalkulacji taryfy pokrycia uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, określonych w wytycznych Prezesa URE.

Proponuje się dodanie ust. 3a wskazującego przesłanki, którymi ma się kierować Prezes URE przy ustalaniu stopy zwrotu z kapitału, z położeniem szczególnego nacisku na kluczowy, z punktu widzenia rozwoju sieci, zakres wykorzystania nowych technologii, a także ryzyka związane z podejmowanymi inwestycjami.

Proponowane dodanie ust. 3b ma na celu uwzględnienie w taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji, odpowiadający kwotom wynikającym z niewykonanego zakresu inwestycji, o którym mowa w tym harmonogramie, dzięki czemu spodziewany jest skutek motywujący dla przedsiębiorstw energetycznych do systematycznej realizacji wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, zgodnie z planami rozwoju sieci.

e) zmiany w art. 46 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana ust. 2 przez dodanie pkt 4a ma na celu określenie w rozporządzeniu, wydanym na podstawie ust. 1, na mocy którego minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa szczegółowe zasady kształtowania

i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi – sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, związanego z realizacją planów rozwoju sieci w zakresie wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji.

Proponowane dodanie w ust. 4 pkt 6a ma na celu określenie w rozporządzeniu, wydanym na podstawie ust. 3, na mocy którego minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną – sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, związanego z realizacją planów rozwoju sieci w zakresie wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji.

f) zmiana w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana, przez dodanie ust. 2h, ma na celu uwzględnienie w zatwierdzanych lub zmienianych taryfach zakresu niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych dotyczących realizacji planów rozwoju sieci w związku z wytycznymi Prezesa URE. Prezes URE został także uprawniony do wezwania przedsiębiorstwa energetycznego do korekty taryfy w tym zakresie. Powyższe przepisy mają zapewnić nagradzanie przedsiębiorstw w zakresie, w jakim wywiązują się z uzgodnionych planów rozwoju sieci, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE, dzięki czemu wzmocniony będzie efekt motywujący do realizacji niezbędnych inwestycji.

Bilansowanie

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowane zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie ram pojęciowych ustawy do ram wynikających z przepisów unijnych tj. dyrektywy 2019/944, rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania oraz rozporządzenia 2019/943, a także mają na celu umożliwienie wdrożenia nowego modelu rynku bilansującego.

Proponowana zmiana art. 3 pkt 23a dostosowuje definicję „bilansowania systemu” do definicji bilansowania z art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 oraz art. 3 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych przy pozostawieniu obecnej definicji bilansowania dla systemu gazowego. Dodaje się także pkt 23c i 23d, odnoszące się do definicji z rozporządzenia 2019/943. W art. 3 pkt 40 zaktualizowano definicję bilansowania handlowego przez odesłanie do pojęcia rozliczania niebilansowania. W art. 3 pkt 42 dokonano aktualizacji

definicji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, dokonując skreślenia słowa „handlowe” z definicji.

b) zmiany w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne

Są to zmiany porządkowe związane ze zmianami w definicjach – podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i bilansowania handlowego.

c) zmiany w art. 9 ustawy – Prawo energetyczne

Zmiany w art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu aktualizację delegacji do wydania rozporządzenia systemowego obejmującą zmiany na rynku w zakresie bilansowania.

d) zmiany w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne doprecyzowują katalog obowiązków operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związanych m.in. ze zmianami na rynku bilansującym.

Proponowane zmiany w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają charakter porządkujący wobec zmian w definicji „bilansowania systemu” oraz zmiany nazewnictwa jednostek podlegających centralnemu dysponowaniu.

W związku z przeniesieniem zasad regulujących priorytet dostępu do sieci na poziom rozporządzenia proponuje się pozostawienie w mocy ust. 6, uwzględniając, że stosuje się go w zakresie wynikającym z art. 12 i 13 rozporządzenia 2019/943, które regulują tę materię w sposób niemal kompletny.

W art. 9g ust. 6 dokonuje się aktualizacji zakresu przedmiotowego instrukcji w części dotyczącej bilansowania systemu w związku z objęciem znacznej części zagadnień warunkami dotyczącymi bilansowania opracowywanymi na podstawie rozporządzeń unijnych.

Zmieniony art. 9g ust. 6a nakazuje uwzględnić w instrukcji techniczne wymagania uczestnictwa odpowiedzi odbioru i agregacji na podstawie ich technicznych zdolności oraz charakterystyki poszczególnych procesów, co stanowi wykonanie obowiązku z art. 17 ust. 5 dyrektywy 2019/944.

e) zmiany w art. 11d i 31 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Są to zmiany porządkowe związane z odejściem od pojęcia jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.

Zmiany w innych obszarach działania operatorów systemów elektroenergetycznych

a) dodanie pkt 5a, 8, 19–21 w art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie nowych zadań do katalogu obowiązków operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego stanowi implementację art. 40 ust. 1 lit. i–k dyrektywy 2019/944. Przepisy te określają zadania operatora w zakresie przyjmowania ram współpracy w ramach

koordynacji regionalnej, uczestniczenia w sporządzaniu ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym, cyfryzacji sieci przesyłowej oraz zarządzania danymi i cyberbezpieczeństwa.

b) dodanie ust. 1m w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie przepisu wynika z treści przepisów rozporządzenia 2019/943 i reguluje uczestnictwo operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w nowej jednostce EU DSO, która będzie funkcjonowała na poziomie Unii Europejskiej, jako prawna jednostka reprezentująca interesy europejskich operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

Konsekwencją wprowadzenia powyższej zmiany jest dodanie w art. 46 w ust. 4 w pkt 5 lit. f.

c) zmiana art. 9g ust. 12, art. 9h ust. 7 pkt 6, art. 11f, art. 16 ust. 1 pkt 4, dodanie art. 16 ust. 1 pkt 6, zmiana art. 46 ust. 4 pkt 5 lit. c i art. 56 ust. 1 pkt 1d i pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu aktualizację podstawy prawnej, w związku z utratą mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 i zastąpienia ich normami prawnymi wynikającymi z rozporządzenia 2019/943.

Ad. 10. Zadania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Zmiany w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie zadań organu regulacyjnego do przepisów dyrektywy 2019/944, zwłaszcza jej art. 59 i 60. Zmiana art. 23 ust. 2 pkt 11, 11b i 14b ustawy – Prawo energetyczne ma na celu dostosowanie tego przepisu do aktualnego stanu prawnego, bowiem rozporządzenie (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, do którego odwołuje się ten przepis, utraciło moc w dniu 31 grudnia 2019 r. i zostało zastąpione przez rozporządzenie 2019/943.

Dodanie w art. 23 w ust. 2 pkt 14ba oraz ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu implementację art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. c dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym do zadań organu regulacyjnego należy zapewnienie wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków określonych w dyrektywie 2019/944, rozporządzeniu 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, a także wykonywania

decyzji Agencji do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Dodawane w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne pkt 18b lit. a–h, mają na celu implementację art. 59 ust. 1 lit. o oraz art. 5 dyrektywy 2019/944. Nakładają one na organ regulacyjny dodatkowe obowiązki w zakresie monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej, tj. monitorowanie:

- poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej,
- cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym,
- zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz nakazuje publikowanie, do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania,
- zmian sprzedawców energii elektrycznej oraz wstrzymania dostaw energii elektrycznej,
- opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług,
- stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej,
- kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych,
- skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,
- zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wszelkich istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń.

Dodawana w art. 23 w ust. 2 w pkt 18b lit. j ma na celu implementację art. 59 ust. 1 lit. p dyrektywy 2019/944 i nakłada na Prezesa URE obowiązek monitorowania występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w stosownych przypadkach nakazuje powiadamianie o takich praktykach krajowych organów ochrony konkurencji.

Dodawany w art. 23 ustawy – Prawo energetyczne ust. 8 zobowiązuje Prezesa URE, zgodnie z art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. s dyrektywy 2019/944, do zamieszczania na stronie

internetowej Urzędu Regulacji Energetyki, co najmniej raz w roku, zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii i przekazania tych zaleceń, w przypadku gdy uzna to za konieczne, Prezesowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dodawany do ustawy – Prawo energetyczne art. 24c, ma na celu implementację art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. i dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym do zadań Prezesa URE należy przedkładanie właściwym organom państw członkowskich, Komisji i Agencji corocznego sprawozdania z działalności i z wypełniania obowiązków organu regulacyjnego, w tym z zastosowanych środków oraz uzyskanych wyników w zakresie zadań regulatora wymienionych w dyrektywie.

Zmiana do art. 56 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu aktualizację podstawy prawnej, w związku utratą mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003.

Projekt ustawy wprowadza ponadto możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego odbiorcę końcowego, którego prawa związane z wykonywaniem obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego mogły zostać naruszone, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków.

Zgodnie z art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944, państwa członkowskie są obowiązane zapewnić możliwość zgłoszenia przez każdą ze stron skargi na operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, odnoszącej się do obowiązków tego operatora określonych na jej mocy. Strona może przekazać tę skargę do organu regulacyjnego, który działając jako organ rozstrzygający spory, wydaje rozstrzygnięcie w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące, jeżeli organ regulacyjny zwraca się o przekazanie dodatkowych informacji. Przedłużony termin może zostać ponownie przedłużony za zgodą wnoszącego skargę.

Zgodnie z wyrokiem z dnia 8 października 2020 r. w sprawie C-360/19 – Crown Van Gelder BV/Autoriteit Consument en Markt Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że organ regulacyjny nie może odrzucić skargi wniesionej przez odbiorcę końcowego na operatora systemu przesyłowego po wystąpieniu awarii zasilania w tym systemie przez wykazanie, że instalacja tego odbiorcy końcowego nie jest przyłączona bezpośrednio do wspomnianego

systemu przesyłowego, lecz jedynie do systemu dystrybucyjnego zasilanego przez system przesyłowy. Tym samym Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że brak bezpośredniego związku prawnego skarżącego ze spółką, która nie dochowała swoich obowiązków, nie może stanowić podstawy do odrzucenia skargi oraz tym samym niepodjęcia dalszych działań przez organ regulacyjny.

Projektowane przepisy (dodawany art. 8¹ ustawy – Prawo energetyczne) mają na celu implementację art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944 i wykonanie wyroku Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 8 października 2020 r. w sprawie C-360/19 – Crown Van Gelder BV/Autoriteit Consument en Markt (wniosek o wydanie orzeczenia w trybie prejudycjalnym złożony przez College van Beroep voor het bedrijfsleven – Niderlandy), określając, że podmiot toczący spór z operatorem systemu elektroenergetycznego, co do obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne, będzie mógł powiadomić o tym fakcie organ regulacyjny, który będzie zobligowany do podjęcia określonych działań.

Projektowane przepisy wymagają, aby treść zawiadomienia obejmowała elementy wskazane w art. 8¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, które mają służyć umożliwieniu przeprowadzenia wstępnej analizy przez Prezesa URE oraz powzięciu decyzji o ewentualnym wszczęciu sformalizowanego postępowania administracyjnego. Obowiązek udzielenia pisemnej odpowiedzi na zawiadomienie, zawierające wskazane przez ustawodawcę minimum w sferze treści, przysłuży się natomiast realizacji zasady pogłębiania zaufania uczestników postępowania do władzy publicznej, albowiem każdy, kto zdecyduje się na złożenie zawiadomienia do Prezesa URE, otrzyma od niego odpowiedź, zarówno informującą o podjęciu przewidzianych przepisami prawa działań, jak i odmowie wszczęcia postępowania wraz z uzasadnieniem. Proponowane rozwiązanie będzie miało pozytywny wpływ na ocenę transparentności działań organu, albowiem zgłaszający każdorazowo otrzyma potwierdzenie, że zgłoszona przez niego sprawa została poddana analizie przez organ, a w przypadku odmowy zostaną mu wytłumaczone motywy odrzucenia zawiadomienia.

Projektowany art. 8¹ ust. 3 stanowi, że przekazanie przez Prezesa URE informacji o sposobie załatwienia sprawy zgłoszonej przez zawiadamiającego powinno nastąpić nie później niż w terminie dwóch miesięcy, a sprawy szczególnie skomplikowanej – nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. Ponowne przedłużenie terminu rozpatrzenia sprawy wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.

Regionalne Centra Koordynacyjne

Proponowany przepis art. 23x i art. 56 ust. 1 pkt 53 oraz ust. 2i implementują przepis art. 62 dyrektywy 2019/944 dotyczący kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosunku do regionalnych centrów koordynacyjnych, w przypadku gdy siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego zostanie utworzona na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Konsekwencją przypisania Prezesowi URE tych uprawnień jest możliwość nałożenia przez niego sankcji dla regionalnych centrów koordynacyjnych, w przypadku niewywiązywania się przez nie z wykonywanych obowiązków.

Ad. 11. Zmiana przepisów dotyczących Koordynatora ds. negocjacji

Zgodnie z art. 26 dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie są obowiązane do zapewnienia odbiorcom końcowym dostępu do mechanizmu pozasądowego rozstrzygania sporów dotyczących praw i obowiązków, które ustanowione są dyrektywą 2019/944, za pośrednictwem niezależnego mechanizmu, takiego jak np. rzecznik praw odbiorców energii, organ ochrony konsumentów lub za pośrednictwem organu regulacyjnego. Mechanizm ten ma być prosty, sprawiedliwy, przejrzysty niezależny oraz skutecznie i sprawnie działający.

Mechanizm pozasądowego rozwiązywania sporów został uregulowany w rozdziale 4a ustawy – Prawo energetyczne regulującym działanie Koordynatora ds. negocjacji oraz w rozporządzeniach wykonawczych, tj.:

- rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie prowadzenia przez Koordynatora do spraw negocjacji postępowania w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów,
- rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu.

Aktualnie, zgodnie z art. 31a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, koordynator do spraw negocjacji prowadzi postępowania z zakresu pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

- 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenia mikroinstalacji;
- 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego;
- 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła;
- 4) sprzedaży;
- 5) kompleksowych.

Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem, jednak warunkiem wystąpienia z wnioskiem jest podjęcie najpierw działań przez odbiorców, mających na celu bezpośredni kontakt z przedsiębiorstwem energetycznym i rozwiązanie sporu tą drogą.

Mając na uwadze art. 26 dyrektywy 2019/944, koniecznym jest wprowadzenie zmian w rozdziale 4a ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących kwestii pozasądowego rozwiązywania sporów przez:

1) uwzględnienie agregatorów, obywatelskich społeczności energetycznych oraz odbiorców aktywnych jako podmiotów między którymi istnieje możliwość przeprowadzenia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów;

2) rozszerzenie katalogu umów, w wyniku których doszło do sporu, o umowę o świadczenie usług agregacji oraz o umowę o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w związku z tym, że dyrektywa obliguje do zapewnienia udziału przedsiębiorstw energetycznych w postępowaniach w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, wprowadzono taki obowiązek w dodawanym do art. 31d ust. 7, pod groźbą kary w wysokości od 500 zł do 2000 zł nakładanej przez Prezesa URE (dodany pkt 56 do art. 56 ust. 1).

Z wprowadzeniem powyższych zmian wiąże się również konieczność zmiany rozporządzenia Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie prowadzenia przez Koordynatora do spraw negocjacji postępowania w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów, wydanego na podstawie art. 31f ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu.

Przepisy dotyczące regulacji cen energii elektrycznej

Zgodnie z art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 sprzedawcom energii elektrycznej należy zapewnić swobodę w ustalaniu cen energii elektrycznej a odbiorcom energii elektrycznej rynkowe ceny dostaw. Państwa członkowskie powinny podjąć wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia skutecznej konkurencji na rynku.

Odstępstwo od powyższego stanowi art. 5 ust. 6 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym w okresie przejściowym, służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji, możliwe jest

zastosowanie interwencji publicznych w zakresie ustalania cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorców. Powyższe odstępstwo wymaga spełnienia przez państwo członkowskie przesłanek wskazanych w art. 5 ust. 4 i 7 dyrektywy 2019/944.

W projekcie ustawy proponuje się zastosowanie ww. odstępstwa, które odzwierciedlało będzie aktualnie obowiązujący stan prawny, w którym Prezes URE zatwierdza taryfy stosowane wobec odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, którzy nie skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, a więc nie skorzystali z ofert dostępnych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, posiadając zawartą umowę ze sprzedawcą z urzędu.

Do uwolnienia cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych doszło w 2007 r. – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielenia działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Aktualnie obowiązujący zakres zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf nie stanowi bariery dla sprzedawców energii ani dla odbiorców do korzystania z ofert rynkowych, gwarantując jednocześnie niezbędny zakres ochrony dla odbiorców najbardziej wrażliwych społecznie, bowiem w dużej mierze to od aktywności sprzedawców zależy, jak wielu odbiorców korzysta z oferty rynkowej.

Z monitoringu prowadzonego przez Prezesa URE¹ wynika, że systematycznie zwiększa się liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy korzystają z oferty rynkowej sprzedawcy z urzędu, po rezygnacji z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE, albo z oferty rynkowej innego sprzedawcy. W 2018 r. było to 34,64%, zaś na koniec 2019 r. – 36,05%.

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/zmiana-sprzedawcy-monit>

W ocenie projektodawców pełne uwolnienie cen energii elektrycznej poprzez zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf przez sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną dla gospodarstw domowych już od 2021 r., to jest od momentu obowiązywania dyrektywy 2019/944, jest przedwczesne.

Jednym z obowiązków państwa wobec obywateli jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej po cenach akceptowalnych dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, zwłaszcza odbiorców szczególnie narażonych na negatywne skutki znaczącego wzrostu cen energii elektrycznej, tj. odbiorców indywidualnych.

W celu pełnego uwolnienia cen na rynku energii elektrycznej konieczne jest więc podjęcie szeregu działań mających na celu w pierwszej kolejności identyfikację barier pełnej liberalizacji rynku.

Konieczne jest między innymi:

- 1) zabezpieczenie odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej;
- 2) stworzenie niezależnego, obejmującego cały rynek narzędzia porównania ofert energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwie domowym – propozycję w tym zakresie zostały przedstawione w niniejszym projekcie;
- 3) zwiększenie ochrony odbiorców w gospodarstwie domowym – w projekcie przewiduje się wiele rozwiązań mających na celu wzmocnienie pozycji kontraktowej i świadomości o rynku energii odbiorcy energii elektrycznej. Dokonuje się m.in.:
 - a) zmiany delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia taryfowego, mającej na celu implementację art. 18 dyrektywy 2019/944 i załącznika nr 1 do dyrektywy, co w znacznym stopniu wpłynie na dostęp odbiorców do jasnych i jednoznacznych informacji na temat ich praw w odniesieniu do sektora energetycznego, poprzez m.in. umieszczenie nowych pozycji na rachunkach odbiorców końcowych, tj.:
 - danych kontaktowych sprzedawcy,
 - informacji na temat dostępności i korzyści płynących ze zmiany sprzedawcy,
 - informacji na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygnięcia sporów,
 - linku do narzędzia porównywania ofert,
 - porównania bieżącego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej,
 - informacji o przyszłej zmianie produktu lub ceny bądź rabacie, jeżeli umowa to przewiduje, wraz z datą wprowadzenia zmiany,

- b) nałożenia obowiązku sprzedawców do przedkładania odbiorcy końcowemu streszczenia kluczowych warunków umowy,
- c) informowania odbiorców, którym grozi odłączenie, o alternatywnych metodach odłączenia stosowanych przez sprzedawcę, które mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców.

W dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne art. 5 ust. 6ca zobowiązuje się ponadto sprzedawcę energii elektrycznej stosującego taryfę zatwierdzoną przez Prezesa URE do informowania odbiorcy końcowego, co najmniej raz na kwartał, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywaniu ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej – dzięki planowanym rozwiązaniom mającym na celu wzmocnienie pozycji i roli konsumenta na rynku energii, wypełniony zostanie także powyższy postulat;

- 4) uruchomienie centralnego systemu informacji rynku energii;
- 5) stworzenie warunków dla funkcjonowania energetyki lokalnej – w projekcie proponuje się wprowadzenie usług elastyczności, przewiduje się rozwiązania dla odbiorcy aktywnego i obywatelskich społeczności energetycznych, wprowadza się podstawy prawne do działania agregacji.

W celu oceny wpływu m.in. nowych regulacji na rynek energii elektrycznej, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, opracuje sprawozdanie dotyczące stosowania art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót energią elektryczną, zawierające w szczególności informacje o konieczności dalszego stosowania art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w obowiązującym kształcie, ocenę postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między sprzedawcami energii elektrycznej i w przechodzeniu na ceny rynkowe, informację o sposobie wykonywania przez sprzedawców energii elektrycznej obowiązku, o którym mowa w art. 47 ust. 1 i wpływie tych regulacji na sytuację finansową tych sprzedawców.

Ad. 12. Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii oraz ograniczania poboru i wprowadzania energii elektrycznej sieci przez magazyny energii elektrycznej na polecenie operatorów systemu elektroenergetycznego

Zmiany otoczenia rynku energii o charakterze strukturalnym związane m.in. z rosnącą decentralizacją w sektorze wytwarzania, przyspieszonym rozwojem niestabilnych odnawialnych źródeł energii (w szczególności farm wiatrowych – FW oraz instalacji fotowoltaicznych – PV), w tym planami budowy morskiej energetyki wiatrowej, jak również wynikającej z europejskiej polityki klimatycznej tendencji odstawiania źródeł konwencjonalnych, rodzą wyzwania, które wymagają wdrożenia mechanizmu nierynkowego ograniczania (redysponowania lub redukcji) przez operatorów systemu elektroenergetycznych w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii.

Powyższe zjawiska stwarzają ryzyko występowania problemów po stronie OSP w równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z zapotrzebowaniem na nią (bilansowanie) – również od strony nadmiaru generacji w stosunku do zapotrzebowania, co w konsekwencji prowadzić będzie do konieczności redukcji generacji, w tym generacji z farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych przy jednoczesnym wyzwaniu polegającym na zachowaniu zdolności technicznych do sterowania pracą systemu elektroenergetycznego. Operatorzy systemów elektroenergetycznych będą z czasem coraz bardziej narażeni na ryzyko występowania potencjalnych przeciążeń elementów sieci elektroenergetycznej oraz pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, w których to przypadkach mogą być zmuszeni do wprowadzania ograniczeń w wytwarzaniu energii elektrycznej w szczególności na farmach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych jako źródłach niestabilnych (posiadających mniejszą zdolność regulacyjną użyteczną w sterowaniu pracą systemu).

Z technicznego punktu widzenia operatorzy systemów elektroenergetycznych mają pewien zakres możliwości zarządzania pracą FW oraz PV, jednakże ze względu na wciąż obecne gwarancje dostępu do sieci elektroenergetycznej dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE mechanizmy te mogą opierać się wyłącznie na dobrowolnym przystąpieniu wytwórców do mechanizmów zarządzania pracą. Powyższe dostrzegł ustawodawca europejski, projektując mechanizm tzw. nierynkowego redysponowania, na wypadek gdyby impulsy mechanizmów rynkowych nie były dostatecznie skuteczne.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne nie odnoszą się bezpośrednio do pojęcia redysponowania. Istnieją co prawda przepisy, które wprost upoważniają operatorów do

wydawania wytwórcom poleceń w zakresie odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci, tj. art. 11d ustawy – Prawo energetyczne, jednak nie sposób przyjąć, że są one wystarczające dla sprawnego bilansowania przy wzmożonym udziale farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych.

Zgodnie z art. 11d ustawy – Prawo energetyczne OSP ma prawo podjąć szczególne działania zaradcze w razie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tj.: wprowadzenie stanu nadzwyczajnego, katastrofa naturalna albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej, wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym, strajku lub niepokoju społecznych oraz obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, określonych w IRIESP lub braku możliwości ich wykorzystania.

Równocześnie zgodnie z art. 11f ustawy – Prawo energetyczne podjęcie działań i środków na podstawie art. 11d tej ustawy, obarczone jest pewnymi ograniczeniami i możliwe jest w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi i może być podejmowane w uzgodnieniu z właściwymi OSP.

Kolejnym ograniczeniem dla redysponowania farm wiatrowych z powołaniem się na środki określone w art. 11d ustawy – Prawo energetyczne jest konieczność wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i zachowania koniecznej procedury. W przypadku powstania stanu zagrożenia OSP ma obowiązek niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw energii i Prezesa URE, wskazując na podjęte działania i środki w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłoszenia konieczności wprowadzenia ograniczeń (art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne).

Ponadto w razie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej OSP jest obowiązany do przedstawienia raportu ministrowi właściwemu do spraw energii (art. 11c ust. 4). Zatem ww. mechanizmy zawarte w ustawie – Prawo energetyczne nie przewidują interwencji skierowanej do wytwórców wytwarzających energię elektryczną z OZE w sytuacji, która destabilizuje system elektroenergetyczny, lecz nie stanowi podstawy uznania za stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Niezależnie od obowiązków OSP w zakresie podejmowania działań zaradczych w razie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw przepisy ustawy – Prawo energetyczne nakładają na OSP i OSD obowiązki w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi (OSP – art. 9c ust. 2 pkt 6, 9, 10, 14 i 18 ustawy – Prawo energetyczne, OSD – art. 9c ust. 3 pkt 5, 6, 7 i 14 ustawy – Prawo energetyczne).

Odpowiednikiem uprawnień OSP i OSD są obowiązki wytwórcy, określone w art. 9j ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 9j ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne wytwórca obowiązany jest do współpracy z operatorem, do którego sieci źródło jest przyłączone, w szczególności do przekazywania temu operatorowi niezbędnych informacji o stanie urządzeń wytwórczych i wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, rozporządzeniu systemowym, IRiESP lub IRiESD oraz umowie zawartej z operatorem systemu elektroenergetycznego. Z kolei zgodnie z art. 9j ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP wydaje, stosownie do planów działania, procedur i planów wprowadzania ograniczeń, o których mowa w rozporządzeniu systemowym i rozporządzeniu o ograniczeniach oraz IRiESP, oraz postanowień umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami, polecenia dyspozytorskie wytwórcy, OSD oraz odbiorcom.

Wobec powyższego nie powinno budzić wątpliwości, że OSP i OSD mają ogólne mechanizmy do redysponowania jednostkami wytwórczymi, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Trudno jednak przy tym uznać, że art. 9j ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne jest przepisem dającym OSP czy OSD bezpośrednią kompetencję do wprowadzania poleceń dyspozytorskich. Należy natomiast uznać, że potwierdzają one możliwość wprowadzenia takiej kompetencji w umowie. Stanowi o tym również art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji określa warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii.

Z powyższych względów sytuacja prawna na gruncie przepisów ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych nie jest dostosowana do aktualnego stanu prawnego wynikającego z rozporządzenia 2019/943, tj. krajowe regulacje prawne nie dają możliwości stosowania jednoznacznie norm rangi europejskiej stanowiących, że wytwórca energii OZE (w tym z FW oraz PV) ma obowiązek podporządkować się poleceniu ruchowemu OSP w zakresie ograniczenia generacji w sytuacji, gdy sygnały rynkowe nie dostarczają odpowiednich

bodźców. Dodatkowo brak jest w polskim porządku prawnym uregulowania przesądzającego, że operator ma obowiązek zapłaty rekompensaty z tego tytułu, co umożliwi również uwzględnienie tych rekompensat przez Prezesa URE zatwierdzającego taryfy, tak aby zagwarantować operatorom systemu elektroenergetycznego odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów działalności operatorskiej.

Mechanizm nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV będzie wykorzystywany przez OSP jako ostateczny środek zaradczy dla zbilansowania zapotrzebowania z generacją w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), w tym dla utrzymania niezbędnych poziomów regulacyjności w systemie (tzw. problem bilansowy). Poniżej zostały przedstawione wszystkie środki zaradcze w kolejności ich stosowania, które zostaną podjęte przez OSP przed wprowadzeniem nierynkowej redukcji generacji z FW i PV:

1. blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday,
2. rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego,
3. wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych,
4. udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay,
5. zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS,
6. eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej,
7. nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.

Potrzeba wykorzystania powyższych środków zaradczych będzie wstępnie identyfikowana w ramach planowania pracy na dzień następny, tj. na podstawie prognozy przebiegu dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną oraz na podstawie prognoz generacji FW i PV. Ponieważ tylko koincydencja niskiego zapotrzebowania na moc elektryczną z wysoką generacją OZE stwarza możliwość wystąpienia problemów bilansowych, ryzyko wykorzystania powyższych środków zaradczych może zaistnieć jedynie kilkukrotnie i krótkotrwale w ciągu roku, tj. w okresach świątecznych, głównie w nocy. W przypadku gdy w ramach planowania pracy KSE na dzień następny zostaną zidentyfikowane warunki opisane wyżej (tj. bardzo wysoka generacja z FW i PV oraz bardzo niskie zapotrzebowanie), to w pierwszej kolejności będą blokowane zdolności importowe w trybie *day-ahead*, a następnie w dniu bieżącym w trybie *intra-day*. Decyzje dotyczące faktycznego stopnia wykorzystania pozostałych środków, tj. kolejno od pkt 2 do pkt 6, będą podejmowane na bieżąco, na podstawie aktualnego stanu generacji z FW i PV oraz aktualnego zapotrzebowania na moc elektryczną w KSE. W przypadku gdy wykorzystanie tych środków zaradczych okaże się niewystarczające, to użycie nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV ze względów bilansowych odbędzie się w oparciu o wspólną

listę rankingową dla FW i PV. Lista ta będzie wskazywać kolejność redukcji FW i PV, tak aby zminimalizować całkowity koszt rekompensat finansowych, jakie będzie trzeba pokryć. Lista ta będzie aktualizowana codziennie, ze względu na m.in. zmieniające się ceny zielonych certyfikatów oraz średnioważoną dobową cenę energii elektrycznej na rynku dnia następnego. Należy zwrócić uwagę, że w procesie bilansowania KSE, przed nierynkowym mechanizmem ograniczania generacji z FW i PV, w pierwszej kolejności OSP będzie wykorzystywał mechanizm rynkowy (pozycja nr 2 powyżej), w ramach którego będą wyłaniane zasoby redysponowania przez zintegrowany proces grafikowania. Nierynkowy mechanizm redukcji farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych będzie stosowany jako ostateczny środek zaradczy.

Podobnie jak w przypadku Polski, rynkowy mechanizm wyznaczania zasobów do redysponowania ze względów bilansowanych będzie stosowany również w innych krajach, m.in. w Hiszpanii, Szwecji, Holandii oraz Grecji. Przykładem rynkowego redysponowania jest również Wielka Brytania, gdzie wytwórcy otrzymywali premie za ograniczenia, które były wyższe od potencjalnych strat. Jednak premie uzyskiwane przez wytwórców były historycznie tak duże, że zostały wprowadzone nowe warunki, które pod groźbą kary zabraniały składania zbyt wysokich ofert w razie ograniczeń. Takie rozwiązanie w istocie oznacza próbę zbliżenia do formuły ceny regulowanej. Wysokość rekompensat budzi do dziś w Wielkiej Brytanii publiczne kontrowersje. Należy zauważyć, że z powodu potencjalnie wysokich kosztów rekompensat i ryzyka nadużycia pozycji rynkowej przez wytwórców występują również przypadki, gdy państwa członkowskie zrezygnowały w całości ze stosowania mechanizmu rynkowego. Niemcy zdecydowały o odstąpieniu od stosowania modelu rynkowego w oparciu o dwie z wymienionych w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 przesłanek, tj. zbyt niską liczbę jednostek wytwarzania energii, aby zapewnić skuteczną konkurencję, oraz stan sieci, który prowadziłby do składania ofert strategicznych. Na podobnym stanowisku kwestionującym zasadność stosowania rynkowego redysponowania stanął również belgijski regulator energetyki. W konsekwencji, belgijski OSP zamierza korzystać z wyłączenia przewidzianego w wyżej wspomnianym art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Ma to na celu uniemożliwienie działań polegających na nadużyciu pozycji wynikającej z ograniczeń rynkowych. Należy przy tym jednak zauważyć, że w zasadniczej części mechanizm belgijski opiera się o oferty uczestników rynku. W Irlandii i Irlandii Północnej przygotowany został przez łączoną Komisję ds. jednolitego rynku (SEM) szczegółowy raport na temat implementacji rozporządzenia 2019/943 w zakresie dysponowania i redysponowania. SEM uznała w nim rynek bilansujący za mechanizm rynkowy.

Biorąc pod uwagę stosowane przez inne europejskie kraje rozwiązania oraz przepisy rozporządzenia 2019/943, można założyć, że proponowane rozwiązanie jest poprawne i bezpieczne zarówno dla operatorów systemów elektroenergetycznych jak również dla sektora wytwórczego. Nadanie operatorom systemów elektroenergetycznych prawa do redysponowania FW i PV na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię umożliwi dalszy rozwój FW i PV przy zapewnieniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz będzie stanowił istotny środek zaradczy do utrzymania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. Po wdrożeniu proponowanych zmian do ustawy – Prawo energetyczne oraz do ustawy o odnawialnych źródłach energii szczegółowy mechanizm nierynkowej redukcji zostanie zawarty w IRiESP oraz IRiESD.

1) zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

a) dodanie do art. 9c ust. 7a–7o

W dodawanych ustępach wprowadzono mechanizm ograniczania wytwarzania energii elektrycznej przez wytwórców energii elektrycznej z OZE (OZE i PV) oraz poboru i wprowadzenia do sieci z magazynów energii elektrycznej na polecenie OSP i OSD (lub w koordynacji) w sposób bezpośredni lub pośrednio. Takie ograniczenie podlega rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Określono również kolejność redukcji, biorąc pod uwagę moc zainstalowaną instalacji OZE oraz kierując się potrzebą minimalizacji kosztów rekompensat finansowych oraz wolumenów zredukowanego wytwarzania energii elektrycznej. Zaproponowano derogację od poleceń redukcji dla jednostek wytwórczych, które nie są wyposażone w odpowiednie układy sterowania mocą czynną lub takie wyposażenie nie jest wymagane na podstawie odpowiednich przepisów. Dookreślono również sposób obliczania rekompensaty finansowej, sposób jej wypłaty, zakres współpracy OSP i OSD w tej kwestii, w zakresie m.in. wymiany danych, a także wprowadzono obowiązek złożenia sprawozdania do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przez operatora systemu elektroenergetycznego.

b) zmiana brzmienia pkt 1 oraz dodanie pkt 6a do ust. 4 oraz zmiana brzmienia ust. 8d w art. 9g

W zmienionym pkt 1 zmieniono zakres szczegółowych warunków, które powinny być doprecyzowane w ramach przygotowywania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej, rozszerzając dotychczasowy zakres obejmujący przyłączanie urządzeń

wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych, magazynów energii elektrycznej oraz linii bezpośrednich o szczegółowe warunki dotyczące przyłączania z zastrzeżeniem ograniczeń gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii.

Dodawany pkt 6a w art. 9g ust. 4 daje podstawę OSP i OSD do ustalenia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci zasad redukcji oraz zasad rozliczenia (sposobu kalkulacji) rekompensat finansowych za takie ograniczanie wytwarzania lub ograniczanie poboru i wprowadzania do sieci energii elektrycznej z magazynu energii elektrycznej, zapewniając bezpieczeństwo prawne zarówno operatorowi (możliwość polecenia redukcji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci lub zrównoważenia wytwarzania z zapotrzebowaniem), jak i po stronie wytwórców (stosowna rekompensata za redukcję).

W zmienionym brzmieniu ust. 8d doprecyzowano przesłanki, na podstawie których Prezes URE, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej, dodając nowy pkt 2, który zapewnia, że warunki przyłączenia urządzeń wytwórczych i magazynów energii elektrycznej w przypadku ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii, są wprowadzone na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur i nie tworzą nieuzasadnionych przeszkód utrudniających wejście na rynek.

c) dodanie ust. 1o do art. 45

Przepis umożliwia uwzględnienie kosztów rekompensat finansowych dla wytwórców w kalkulacji taryf za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W związku z tym, że rekompensaty finansowe są zaliczone niewątpliwie do kategorii kosztów uzasadnionych (w podlegającej ocenie regulatora wysokości), operatorom należy zapewnić w kalkulowanych taryfach odpowiedni poziom przychodów na pokrycie tych kosztów.

d) dodanie pkt 27a do art. 56 ust. 1

Wprowadzana zmiana ma na celu równoprawne traktowanie wszystkich wytwórców. Polecenia o charakterze interwencyjnym określone w art. 9c ust. 7a i 7b są równoważne poleceniom ruchowym wydawanym na mocy art. 9j. Dla zachowania spójności regulacji powinny zatem również podlegać sankcjom, aby unikać zarzutów nierównoprawnego traktowania.

2) zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii

a) zmiana w art. 83 ust. 3c

Przepis określa zasady wyłączenia odpowiedzialności wytwórcy w przypadku niedochowania zobowiązań wynikających z aukcyjnego systemu wsparcia, na skutek podporządkowania się poleceniu operatora. Jednocześnie zostało jednoznacznie przesądzone, że zobowiązanie do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji OZE, niezrealizowane w terminie z powodu redysponowania, uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia.

b) dodanie ust. 14–19 do art. 93

Przepisy regulują zasady i zakres przekazywania wyszczególnionych danych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE do operatora systemu elektroenergetycznego na potrzeby wyznaczenia wartości rekompensaty finansowej.

Ad. 13. Przyznanie Prezesowi URE uprawnienia do udzielenia odstępstw od stosowania określonych przepisów w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”

Projektowany przepis ma na celu umożliwienie ubiegania się od Prezesa URE o przyznanie, w drodze decyzji administracyjnej, tymczasowych odstępstw od stosowania wskazanych w art. 24d ust. 2 obowiązków, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktur, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Wprowadzenie niniejszej regulacji do polskiego porządku prawnego ma na celu przyspieszenie procesu wdrożenia nowoczesnych technologii i innowacji oraz przyspieszenia procesu transformacji energetycznej, dzięki działaniu w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych – rozwiązania stosowanego na szeroką skalę w innych europejskich krajach (m.in. Francja, Niemcy, Holandia, Wielka Brytania), zmierzającego do promowania nowych rozwiązań na rynkach energetycznych i sprawdzania ich skuteczności, dzięki czasowemu wyłączeniu bądź ograniczeniu stosowania wymogów prawnych i regulacyjnych, w ramach których określone podmioty mogą je zastąpić regulacjami poddanymi testowaniu.

Idea piaskownic regulacyjnych wywodzi się z sektora informatycznego, gdzie służy do

testowania potencjalnie niebezpiecznych kodów bez ryzyka zainfekowania całego systemu. Następnie tego rodzaju rozwiązanie wprowadzone zostały przede wszystkim w sektorze bankowym. Jej budowa pozwala na bezpieczne eksperymentowanie podmiotów w ramach ich działalności, zbieranie doświadczeń i testowanie innowacyjnych rozwiązań, bez konieczności konfrontowania się z restrykcjami obowiązującymi poza piaskownicą.

Korzyści z funkcjonowania w ramach piaskownic regulacyjnych wpływają na wszystkie trzy grupy uczestników: po pierwsze, pozwalają one podmiotom działającym w ich ramach na testowanie nowych technologii i modeli biznesowych, które są tylko częściowo zgodne z istniejącymi ramami prawnymi i regulacyjnymi. Po drugie, dzięki nim odbiorcy ich działań w środowisku testowym mają szansę zapoznać się z proponowanymi rozwiązaniami i stać się świadomym konsumentem tych produktów i usług poza piaskownicą. Jednocześnie zwiększa to ich świadomość rozwoju oraz kierunku zmian danego sektora gospodarczego. Po trzecie, pozwalają organom regulacyjnym dowiedzieć się o potrzebie wprowadzenia konkretnych innowacji. W związku z tym organy regulacyjne mają możliwość opracowania lub przedłożenia podmiotom mającym inicjatywę ustawodawczą propozycji w zakresie dostosowania odpowiedniego środowiska legislacyjnego oraz są w stanie szybciej i skuteczniej przewidywać konieczność wprowadzenia nowych regulacji dostosowanych do rozwoju określonego sektora w przyszłości. Proponowane przepisy mają więc na celu, w dalszej kolejności, identyfikację przeszkód we wprowadzaniu innowacyjnych rozwiązań, barier wejścia na rynek energetyczny oraz obszarów niepewności regulacyjnej i odpowiednią interwencję w celu ich rozwiązania. Jednocześnie odstępstwa od stosowania określonych przepisów w celu wspierania progresywnych działań oraz zachęcania do tworzenia innowacji w ramach funkcjonowania rynku energetycznego pozwolą na aktywizację podmiotów oraz skłonią do działania nowych przedsiębiorców. Takie działanie ma na celu uczynienie polskiego rynku energetycznego bardziej atrakcyjnym.

Opis rozwiązań w art. 24d

Zgodnie z art. 24d ust. 1 Prezes URE, na uzasadniony wniosek osoby prawnej, jednostki organizacyjnej niebędącej osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną, przedsiębiorcy w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy – Prawo przedsiębiorców lub wspólnika spółki w rozumieniu art. 860 § 1 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów, o których mowa w ust. 2, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej,

inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Odstępstwo to może być przyznawane na maksymalny okres trzech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat, w zależności od decyzji Prezesa URE i etapu rozwoju projektu (ust. 8).

Zgodnie z ust. 3 udzielenie odstępstw możliwe jest jedynie w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa określonych w art. 13 ustawy – Prawo energetyczne, tj. zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska, w tym klimatu:

2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne;

3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, utrudniające realizację projektu bez uzyskania odstępstwa, o którym mowa w ust. 1.

Przyznanie zwolnień nie jest możliwe w sytuacji zaistnienia prawdopodobieństwa, iż realizacja projektu zagrazi prawidłowemu świadczeniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

Projektowana regulacja przyznaje Prezesowi URE możliwość żądania od podmiotu wnioskującego o przyznanie odstępstwa przedłożenia niezależnej ekspertyzy potwierdzającej spełnienie kryteriów wskazanych w ust. 3. Ekspertyzy sporządzać mogą jedynie podmioty wskazane przez Prezesa URE, wymienione w ust. 6, na koszt podmiotu wnioskującego o przyznanie odstępstwa.

Procedura wyłonienia przez Prezesa URE projektów kwalifikujących się do udzielenia odstępstwa od stosowania określonych przepisów oraz samo postępowanie projektowe powinno być ogłaszane, organizowane i przeprowadzane nie rzadziej niż raz w roku. Jednocześnie przepis zobowiązuje Prezesa URE do zamieszczenia w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informatora postępowania projektowego, co ma na celu prawidłowe przeprowadzenie postępowania projektowego.

Proponowane przepisy umożliwiają Prezesowi URE, z urzędu lub na pisemny wniosek podmiotu, na który oddziałuje projekt, sprawowanie kontroli działań podmiotów, którym przyznano odstępstwa (ust. 9). Kontrola ta ma dotyczyć sposobu realizacji projektu w zakresie

przestrzegania warunków określonych w decyzji administracyjnej. Po przeprowadzeniu kontroli, w sytuacji stwierdzenia nieprzestrzegania warunków określonych w decyzji administracyjnej, Prezes URE obowiązany jest do wezwania podmiotu kontrolowanego do usunięcia naruszeń z pouczeniem, iż ich nieusunięcie w określonym w wezwaniu terminie, spowoduje cofnięcie odstępstw. W przypadku nieusunięcia naruszeń Prezes URE będzie decyzją cofał udzielone odstępstwo.

W ramach przyznanych zwolnień projekt przedmiotowej regulacji nakłada na wnioskodawcę określone obowiązki informacyjne względem kręgu potencjalnych zainteresowanych oraz Prezesa URE.

Projektowana regulacja zobowiązuje Prezesa URE, aby w ramach sprawozdania, o którym mowa w art. 24 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawił postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz dokonał oceny wpływu udzielonych odstępstw na realizację celów przeprowadzonych projektów.

Ad. 14. Przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego

Zgodnie z art. 35 ust. 3 dyrektywy 2019/944 w szczególności operatorzy systemu dystrybucyjnego będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki – nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami.

W związku z tym w przedmiotowym projekcie ustawy proponuje się dodanie ust. 4c w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w sposób prowadzący do ograniczenia konkurencji. Stanowi to wypełnienie normy określonej w dyrektywie 2019/944. Obowiązek ten należy uznać za spełniony, jeżeli operator systemu dystrybucyjnego lub operator systemu magazynowania będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, prowadzi działalność pod inną firmą niż pozostałe podmioty wchodzące w skład tego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Obowiązek ten zostanie spełniony, kiedy stosowany przez OSD będącego częściową przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo znak towarowy będzie odróżniać się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo przez zastosowanie dodatkowego oznaczenia nazwy, godła, czy skrótu literowego, które zapewnią odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danej grupy. Wprowadzenie dodatkowego oznaczenia na przykład „operator” lub „dystrybucja”,

wypełnia ten obowiązek.

Zgodnie z art. 36 pkt 3 projektu ustawy przepis art. 9c ust. 4c ustawy – Prawo energetyczne wprowadzający ww. zmianę wejdzie w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Ad. 15. Wprowadzenie wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych

Zmiana w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, dodanie ust. 4aa

W projektowanej ustawie proponuje się dodanie w art. 5 ust. 4aa, zgodnie z którym umowę o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych zawiera się w oparciu o ustalony przez przedsiębiorstwo energetyczne wzorzec umowy. Zgodnie z projektowanym ust. 4aa, operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego będzie odpowiedzialny za opracowanie wzorców i w dalszej kolejności zamieszczenie ich na swojej stronie internetowej oraz udostępnienie ich w swoich siedzibach. Proponowana zmiana ma na celu ustanowienie podstawy prawnej do przyjętej już praktyki, polegającej na określeniu postanowień umów przesyłowych paliw gazowych w Ogólnych Warunkach Umów, w tym zmian wprowadzanych w umowach przesyłowych. Zmiana zapewni ujednolicenie warunków świadczenia usług przesyłowych dla wszystkich użytkowników systemu.

W art. 19 projektu ustawy dodano przepis przejściowy, który ma na celu zapewnienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz operatorowi systemu połączonego gazowego odpowiedniej ilości czasu (3 miesiące od dnia wejścia w życie ustawy) na opracowanie oraz opublikowanie wzorców umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.

Ad. 16. Wprowadzenie podstawy prawnej do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej

W art. 7 ustawy – Prawo energetyczne proponuje się dodanie ust. 3f–3l, które mają na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych podstawy do wymiany informacji oraz koordynowania działań, w zakresie:

1) złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej

elektroenergetycznej oraz niezbędnych informacji zawartych w wydanych warunkach przyłączenia (a także okoliczności cofnięcia warunków);

2) zawierania i realizacji umów o przyłączenie jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej;

3) uzgodnienia harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej.

Ponadto proponowana zmiana reguluje zasady, na jakich ww. przedsiębiorstwa energetyczne przekazują sobie informacje o jednostkach wytwórczych, które będą przyłączane do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej.

Koordinacja i usprawnienie procesu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej wymaga wymiany między przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego – danych i informacji dotyczących planowanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie zamierzeń inwestycyjnych związanych z budową jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym i ich przyłączenia do ww. sieci przesyłowych, w tym informacji wynikających z wniosków o określenie warunków przyłączenia.

Dodanie w projekcie ustawy do art. 7 ust. 8g⁸ ma na celu doprecyzowanie początku biegu terminu, od którego przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych zobowiązane są do wydania warunków przyłączenia podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci gazowej oraz sieci elektroenergetycznej. Zmiana jest następstwem dodania do art. 7 ust. 3f.

Dodatkowo dokonuje się zmiany art. 16 ust. 24 ustawy – Prawo energetyczne. Proponuje się nałożenie na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązku zamieszczenia i regularnej aktualizacji na swojej stronie internetowej informacji o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno-pomiarowymi tych punktów. Powyższe ma na celu usprawnienie zarządzania rozwojem sieci przesyłowej przez zapewnienie informacji umożliwiających planowanie rozbudowy sieci przesyłowej, ustalania terminów oraz zakresów remontów związanych ze zwiększonym przepływem paliw gazowych generowanym przez przyłączane jednostki. Zmiana wpłynie pozytywnie na całość procesów związanych z bieżącym utrzymaniem infrastruktury oraz zarządzaniem przepływami paliw gazowych w sieci, co będzie

sprzyjać trafniejszemu lokowaniu środków oraz w efekcie zmniejszeniu kosztów związanych z rozwojem sieci przesyłowej.

Ad. 17. Prowadzenie przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Odzyskiwanie energii z procesów technologicznych

Zmiany w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne

a) zmiana w ust. 1f

Proponowana zmiana ma na celu rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Zgodnie bowiem z art. 9h ust. 1 ustawy – Prawa energetycznego Prezes URE, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 1a–2. Art. 9d ust. 1f w aktualnie obowiązującym brzmieniu nie przewiduje natomiast, aby operator systemu magazynowania mógł wykonywać działalność związaną ze skraplaniem gazu ziemnego, co rodziło dotychczas wątpliwości interpretacyjne. Dlatego też kwestia ta wymaga ostatecznego rozstrzygnięcia na drodze jasno sformułowanego przepisu ustawy, która taką możliwość przewiduje.

b) dodanie ust. 1ha

Projekt ustawy zakłada również dodanie w art. 9d ust. 1ha, który dopuszcza możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu magazynowania oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu. Działania te mają służyć poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno-energetycznej, w tym w szczególności realizowania przedsięwzięć, o których mowa w art. 19 ust. 1 pkt 4 i 5 lit. b oraz pkt 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), tj. odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych;

ograniczania strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego; stosowania, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Podkreślić przy tym należy, że proponowane przepisy mają na celu wyłącznie poprawę efektywności energetycznej umożliwiając operatorom wykorzystanie na potrzeby własne energii traconej w toku prowadzonej działalności, operatorzy nie tworzą natomiast konkurencji na rynku obrotu energią. Co istotne, mając na uwadze dotychczasową praktykę stosowania przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE, należy stwierdzić, że Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość tej produkcji jest nieznaczna i nie wpływa na rynek energii elektrycznej. Wskazać przy tym należy, że przedsięwzięcia obejmujące odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych np. z przesyłem gazu ziemnego są aktualnie realizowane m.in. przez hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (wytwarzanie energii elektrycznej w ramach stacji redukcyjnych i tłoczni gazu).

Konsekwentnie, uregulowanie przedmiotowej kwestii w ustawie, należy uznać za w pełni uzasadnione.

c) dodanie ust. 2a

Zmiana art. 9d, przez dodanie ust. 2a, ma na celu wyraźne wskazanie, że katalog usług, które może świadczyć operator systemu przesyłowego gazowego, obejmuje również usługi sprężania paliwa gazowego.

Ad. 18. Zmiana definicji sieci gazowej

Zgodnie z nowym brzmieniem art. 3 pkt 11a siecią przesyłową jest sieć gazowa wysokich i średnich ciśnień funkcjonalnie ze sobą związanych, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z wyłączeniem linii bezpośrednich. Zmiana polega na dodaniu do definicji sieci średnich ciśnień, która jest

funkcjonalnie powiązana z siecią gazową wysokich ciśnień. Możliwość stosowania w ramach sieci przesyłowej większego zakresu ciśnień pozwoli na bardziej efektywne podejście w zakresie modernizacji i planowania rozwoju gazociągów przesyłowych na styku z siecią gazową operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych. Co istotne budowa gazociągów podwyższonego średniego i średniego ciśnienia umożliwi OSP gazowemu oszczędność nakładów finansowych związanych z ich modernizacją przy jednoczesnym zachowaniu założonych parametrów dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego. Także konieczne nakłady związane z kosztami przyłączenia, które będą musiały zostać poniesione przez OSP gazowego lub ewentualnie odbiorców końcowych, będą niższe niż w przypadku przyłączania się do sieci wysokiego ciśnienia.

Ad. 19. Rękojmia prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją

Wprowadza się dodatkową przesłankę udzielenia, zmiany i cofnięcia koncesji w postaci rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. W art. 33 dodaje się ust. 3d, na podstawie którego Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Ponadto dodaje się art. 35a, który wskazuje, że przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany Prezes URE może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji lub jej zmianę w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Co więcej, w art. 41 w ust. 4 dodano pkt 7, na podstawie którego Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres w przypadku stwierdzenia, że koncesjonariusz nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Powyższe zmiany mają na celu odpowiedź na potrzebę nadania Prezesowi URE możliwości oceny całokształtu okoliczności faktycznych i prawnych wnioskodawcy, tak ażeby koncesje były udzielane przedsiębiorstwom, które dają rękojmię prawidłowego wykonywania działalności nimi objętej.

Ponadto projektowane zmiany nawiązują do utrwalonego orzecznictwa na tle art. 50 pkt 2 nieobowiązującej już ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2017 r. poz. 2168, z późn. zm.), zgodnie z którym brak dawania rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją mógł stanowić samodzielną podstawę do odmowy udzielenia koncesji (tak np. w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie

z dnia 2 kwietnia 2008 r., sygn. akt VI ACa 1230/07; w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 12 grudnia 2007 r., sygn. akt VI ACa 1019/07). Należy podkreślić, że odmowa udzielenia koncesji na tle projektowanych przepisów odnosi się w szczególności do sytuacji prawomocnego skazania za przestępstwa mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą i świadczące o braku dawania rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Co więcej, dzięki projektowanej regulacji zwiększony zostanie zakres okoliczności objętych kontrolą Prezesa URE, co pozwoli na nieudzielenie lub cofnięcie koncesji wobec podmiotów, co do których istnieją uzasadnione okoliczności, że nie będą prawidłowo wykonywać działalności gospodarczej objętej koncesją. W szczególności, przedmiotowa regulacja pozwoli Prezesowi URE na szybsze reagowanie w sytuacji bardzo licznych skarg odbiorców na działania naruszające ich prawa, takie jak celowe i na szeroką skalę wprowadzanie odbiorców w błąd. Zwiększy się zatem zakres ochrony rynku i odbiorców, zwłaszcza w gospodarstwach domowych.

Ad. 20. Nakazanie dalszego wykonywania działalności objętej koncesją

Celem zmiany brzmienia art. 40 jest wprost wskazanie w ustawie – Prawo energetycznym, że przysługująca Prezesowi URE możliwość nakazania przedsiębiorstwu energetycznemu dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją na okres nie dłuższy niż 2 lata, także dotyczy przedsiębiorstw w upadłości. Powyższe zostało połączone z prawem do pokrycia strat od Skarbu Państwa za okres objęty decyzją Prezesa URE. Dodatkowo w ust. 4 doprecyzowano, że Prezes URE ma prawo ustalania kosztów związanych ze stratami, które poniesiono w wyniku wykonania decyzji Prezesa URE.

Należy wskazać, że w przypadku ogłoszenia upadłości, zgodnie z art. 42 ustawy – Prawo energetyczne, koncesja wygasa najpóźniej z dniem wykreślenia przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji. Do tego czasu syndyk prowadzący przedsiębiorstwo upadłego jest uprawniony do dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją na podstawie art. 169 ust. 4 ustawy z dnia 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1228, z późn. zm.). Jednakże, może dojść do sytuacji, że koncesja wygaśnie po ogłoszeniu upadłości a przed zakończeniem postępowania upadłościowego. W tym wypadku, gdy jest to uzasadnione interesem społecznym, zastosowanie będzie miała projektowana regulacja.

Ponadto w projektowanej regulacji zawarto obowiązek wskazania okresu prowadzenia dalszej działalności, dzięki czemu możliwe jest wykorzystanie przedmiotowych przepisów do

zapewnienia odpowiedniego czasu, w sytuacji gdy jest to niezbędne do np. przeorganizowania dostaw ciepła.

Podkreślenia wymaga także fakt, że mimo, że skala zjawiska nie jest wielka – w okresie ostatnich 5 lat URE zastosowało procedurę wskazaną w art. 40 ustawy – Prawo energetyczne tylko dwukrotnie, z czego jeden z przedsiębiorców znajdował się w upadłości – skutki braku możliwości nakazania upadłemu przedsiębiorcy dalszego prowadzenia działalności, mimo wygaśnięcia koncesji, należą do niezwykle uciążliwych dla jego odbiorców.

Ad. 21. Zmiany w zakresie funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii

Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw stworzyła ramy prawne do funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii. W trakcie wypracowywania standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii na podstawie art. 9g ust. 5c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz art. 17 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, dostrzeżono zagadnienia, które mogłyby, przy błędnej interpretacji, utrudnić funkcjonowanie centralnego systemu informacji rynku energii. W związku z powyższym zdecydowano się na doprecyzowanie odpowiednich przepisów ustawy.

Nieuzasadnione jest wskazywanie w umowie sprzedaży mocy umownej, która powinna być (i jest) wskazywana w umowie dystrybucyjnej/przesyłowej. Przedmiotowy parametr jest domeną umów na dystrybucję/przesył energii. Powielanie tych danych w umowie sprzedaży może prowadzić do rozbieżności informacji w tych umowach, a tym samym do konfliktów w bazie centralnego systemu informacji rynku energii. Dlatego proponuje się wykreślenie z art. 5 ust. 2 pkt 1 słów „moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian”.

W związku z wdrożeniem centralnego systemu informacji rynku energii nie będzie potrzeby do zawierania w umowie dystrybucyjnej informacji nt. sprzedawcy – sprzedawca może się zmieniać niezależnie od umowy dystrybucyjnej i może być nieznany na etapie zawierania tej umowy. Powyższe potwierdza również praktyka rynku. W umowach dystrybucyjnych są postanowienia wskazujące na fakt, iż aktualny sprzedawca jest wskazywany w powiadomieniu o zawartej między sprzedawcą oraz odbiorcą umowie sprzedaży. Zmiana sprzedawcy nie wymaga aneksowania/aktualizacji umowy dystrybucyjnej. W związku z powyższym proponuje się uchylenie art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. a.

W związku z wdrożeniem centralnego systemu informacji rynku energii nie będzie potrzeby do zawierania w umowie dystrybucyjnej informacji nt. podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) – POB może się zmieniać niezależnie od umowy dystrybucyjnej i może być nieznany na etapie zawierania tej umowy. W związku z powyższym proponuje się uchylenie art. 5 ust. 2a pkt 2.

W związku z zmianami treści umów sprzedaży oraz umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (art. 5), proponuje się, aby w celu uniknięcia konieczności rozwiązywania tych umów pozostały one w mocy przez okres, na jaki zostały zawarte.

Zgodnie z rekomendacjami Urzędu Regulacji Energetyki oraz prowadzonymi rozmowami w zakresie implementacji w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązków tzw. właścicieli urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, zrezygnowano z odniesienia w ustawie do tych właścicieli. Przedmiotowy zabieg jest tym bardziej uzasadniony, że zgodnie z art. 15 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 104, z późn. zm.), na każdym fragmencie sieci powinien zostać ustanowiony operator systemu elektroenergetycznego. W świetle tego przepisu:

Art. 15. 1. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, właściciel, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:

1) wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie go odpowiednio operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego lub elektroenergetycznego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego albo

2) powierzy innemu przedsiębiorstwu energetycznemu, w drodze umowy, pełnienie odpowiednio obowiązków operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego i wystąpi z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie tego przedsiębiorstwa operatorem dla jego sieci lub instalacji.

2. Przepisy ust. 1 stosuje się do właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, dla których w dniu wejścia w życie tej ustawy nie wyznaczono operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu

połączonego albo dla których właściciel ten nie wystąpił przed tym dniem z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie operatora.

Aktualny przepis art. 20 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw może być interpretowany jako obowiązek jednokrotnego dostarczenia danych na potrzeby zasilenia inicjalnego centralnego systemu informacji rynku energii. Prowadziłoby to do sytuacji, że dane, które otrzyma operator informacji rynku energii, będą niskiej jakości, jak również będą danymi wzajemnie niespójnymi. Z doświadczenia krajów, gdzie już uruchomiono rozwiązania analogiczne do centralnego systemu informacji rynku energii, wynika, że wymagane są wielokrotne iteracje dostarczania danych inicjalnych. Każda iteracja powinna dostarczać danych inicjalnych o lepszej jakości, gdyż w ramach każdej iteracji jest dokonywana ocena jakości danych, wskazanie odstępstw od wymaganych wzorców, a także poprawa danych w systemach źródłowych podmiotów odpowiedzialnych za ich dostarczenie. W związku z powyższym rozszerzono zakres instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (części dotyczącej standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii) o zakres oraz sposób przekazania informacji rynku energii niezbędnych do uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii.

Dokonano również rozstrzygnięcia wątpliwości prawnej dotyczącej charakteru prawnego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB). Pewność prawna jest wymagana ze względu na wolę uzupełnienia katalogu podmiotów obowiązanych do realizowania procesów rynku energii. Określenie wprost, że POB jest użytkownikiem systemu, mityguje ryzyko prawne interpretacji odmiennej, tj. że POB nie jest użytkownikiem systemu. W związku z powyższym doprecyzowano art. 11z ust. 1, dodając podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do tego przepisu.

Ze względu na zatwierdzanie przez Prezesa URE wzorca umowy, o której mowa we wprowadzonym do ustawy – Prawo energetyczne art. 11zg, należy ustanowić katalog spraw, które umowa powinna regulować. Jest to istotne ze względu na konieczność ustanowienia odpowiedniego wzorca kontroli oraz przynajmniej przykładowe przybliżenie, jaka materia może znaleźć się we wzorcu zatwierdzanym przez organ administracji. Mając na uwadze zasady ogólne prawa administracyjnego, oparcie się przez organ na przepisach prawa i działanie w ich granicach jest szczególnie istotne. Propozycja ta wprowadza wzorzec kontroli dla organu, tym samym daje rękojmię działania na podstawie i w granicach prawa. Określenie zakresu wzorca umowy do przepisów przyniosłoby również istotną funkcję informacyjną dla

uczestników rynku. Dzięki niej będą oni mogli zrozumieć zakres przedmiotowy zagadnień, które w przyszłości stanowić będą treść ich zobowiązania względem operatora informacji rynku energii. W przypadku braku przepisów ustawowych wzorzec umowy może być kwestionowany przez podmioty rynku energii obowiązane do jego stosowania. W związku z tym proponuje się odpowiednie uzupełnienie przepisów ww. ustawy.

Zgodnie z art. 11zc ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą. W rozporządzeniu powinien zostać uregulowany zakres informacji, jakie miałyby być udostępniane odbiorcom za pośrednictwem tego systemu (w związku z brakiem delegacji ustawowej, temat ten nie może w chwili obecnej zostać ujęty w rozporządzeniu w sprawie procesów rynku energii). W związku z powyższym proponuje się zmianę w zakresie art. 11 zh ustawy – Prawo energetyczne: do katalogu delegacji wskazanych dla rozporządzenia w sprawie procesów rynku energii należy dodać zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku, a następnie uzupełnić przepisy rozporządzenia w tym zakresie.

Rozszerzenie obowiązku określonego w art. 20 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (obowiązek przekazania w postaci elektronicznej informacji, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 3a do centralnego systemu informacji rynku energii w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy) o sprzedawcę zapewni lepszą jakość danych inicjalnych niezbędnych do uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii. Wynika to z doświadczenia krajów, gdzie już uruchomiono rozwiązania analogiczne do ww. systemu. W przeprowadzonych tam procedurach migracji danych, dane od sprzedawców posłużyły do weryfikacji i poprawy jakości danych przygotowanych do zasilenia inicjalnego a pochodzących od operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD). W praktyce dane posiadane przez sprzedawców dotyczące ich klientów (odbiorców energii, wytwórców, etc.) są zwykle bardziej aktualne (a tym samym lepszej jakości) niż dane posiadane przez OSD. W szczególności dla tych odbiorców, którzy zawarli umowę kompleksową, OSD często nie posiadają zaktualizowanych danych klientów sprzedawców. Należy też zauważyć, że część danych wymaganych do efektywnej realizacji procesów rynku energii może być w wyłącznym posiadaniu sprzedawców, zatem brak obowiązku dostarczenia tych danych przed

uruchomieniem centralnego systemu informacji rynku energii (tj. jako danych na potrzeby procedury migracji danych inicjalnych) będzie skutkować koniecznością ich uzupełniania po uruchomieniu tego systemu. Wydaje się to możliwe, aczkolwiek należy liczyć się z ryzykiem błędów i opóźnień aktualizacji danych ze względu na niespójności danych sprzedawców z danymi przekazanymi przez OSD. W konsekwencji może to prowadzić do „blokowania” niektórych procesów rynku energii (np. zmiany sprzedawcy) ze względu na brak zaktualizowanych danych w centralnym systemie informacji rynku energii przez dotychczasowego sprzedawcę.

Zmiana mocy zainstalowanej może mieć wpływ na efektywność pracy sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego. Może również wpływać na sposób rozliczeń. Wszelkie tego rodzaju zmiany winny być komunikowane przed ich realizacją. W przeciwnym wypadku centralny system informacji rynku energii, a tym samym upoważnieniu użytkownicy systemu, nie będą mieć dostępu do aktualnych danych istotnych dla realizowanych przez nich umów. W związku z powyższym proponuje się modyfikację art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii w taki sposób, aby przedmiotowe informacje były przekazywane przed planowaną zmianą.

Dodatkowo w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych odnośnie zaliczenia na poczet obowiązku określonego w art. 11t ust. 1–3 ustawy – Prawo energetyczne liczników zdalnego odczytu zainstalowanych lub zmodernizowanych do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3 oraz instalowanych po dniu wejścia w życie tych przepisów, a które były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem, proponuje się uregulować tę kwestię.

Ad. 22. Zmiany w zakresie regulacji dotyczących linii bezpośredniej

Przedmiotowy projekt ustawy zawiera również przepisy, które mają na celu zwiększenie dostępności instytucji linii bezpośredniej dla odbiorców. Przede wszystkim dokonano zmiany w zakresie dotychczasowej definicji, w sposób, który w większym stopniu urzeczywistnia cele przewidziane przez unijnego ustawodawcę, a jednocześnie wyraźnie rozgranicza pojęcie linii bezpośredniej od układów autoprodukcyjnych.

We wprowadzanym modelu proponuje się zastąpienie postępowania w sprawie wydania zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej przez wprowadzenie obowiązku uzyskania przez podmiot zamierzający wybudować linię bezpośrednią wpisu do rejestru prowadzonego przez ten organ. Do stosownego zgłoszenia podmiot powinien dołączyć kluczowe informacje dotyczące parametrów linii bezpośredniej oraz ekspertyzę dotyczącą wpływu tej linii oraz

urządzeń do niej przyłączonych, na sieć, której celem jest przede wszystkim zapewnienie bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Informacje publikowane w rejestrze mają jednocześnie mniej szczegółowy charakter niż informacje zbierane przez Urząd Regulacji Energetyki – na przykład schemat przyłączenia linii do odbiorcy czy dokładna trasa przebiegu linii nie podlegają publikacji, w tym drugim przypadku Prezes URE przekazuje jedynie informację o lokalizacji linii, uwzględniając odpowiedni stopień szczegółowości, np. gmina, kilka gmin, powiat. Przepisy projektu wyznaczają ogólne ramy prawne, na podstawie których ma zostać przygotowana ekspertyza, oraz wskazują krąg podmiotów, które posiadają odpowiednie kwalifikacje, gwarantujące dostarczenie organowi regulacyjnemu informacji w sposób rzetelny oraz obiektywny, umożliwiając tym samym przeprowadzenie pełnej oceny wpływu tego typu instalacji na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Rozwiązanie to wzmocni nadzór Prezesa URE nad powstaniem nowych linii bezpośredni oraz w sposób wymierny przysłuży się mitygacji ryzyk związanych z bezpieczeństwem funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. W razie pojawienia się wątpliwości po stronie Prezesa URE w sprawie wpływu, organ ten będzie mógł przeprowadzić stosowne postępowanie administracyjne, w rozumieniu ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego, którego celem będzie określenie wpływu linii bezpośredniej na sieć. Jednocześnie proponuje się uproszczony, zgłoszeniowy tryb w przypadku pracy wyspowej oraz linii bezpośredniej łączącej jednostkę wytwórczą o mocy do 2 MW. W tym trybie następuje zwolnienie z wykonania ekspertyzy, co stanowi kompromis między zachowaniem bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a uproszczeniem procedury administracyjnej.

Wprowadzanym *novum* jest możliwość, po spełnieniu przesłanek podyktowanych koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci elektroenergetycznej, wprowadzenia energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W tym celu jednostka taka powinna podlegać ogólnym zasadom w zakresie wydania nowych lub zmiany istniejących warunków przyłączenia do sieci.

Istotnym komponentem regulacji dotyczących linii bezpośredniej jest kwestia ponoszenia opłat przez podmiot posiadający tytuł prawny do takiej linii. W tym zakresie proponuje się obciążenie podmiotu korzystającego z linii bezpośredniej tzw. opłatą solidarnościową, pokrywającą koszty stałe niepokryte innymi składnikami taryfy, opłatą jakościową oraz opłatą mocową. Rozwiązanie to ma na celu zapewnienie, aby podmioty korzystające z linii bezpośredniej wykorzystujące energię sieciową dla celów bilansowych ponosiły część opłat – w przeciwnym wypadku dojdzie do prywatyzacji korzyści przy zwiększeniu obciążeń dla pozostałych uczestników systemu. Dzięki przedmiotowemu rozwiązaniu dojdzie do wyważenia

konieczności solidarnościowej partycypacji w kosztach utrzymania oraz rozwoju systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnym zapewnieniu nowych ram dla rozwoju tego typu instalacji. Do momentu wydania stosownych przepisów wykonawczych sposób pobierania oraz wysokość opłaty solidarnościowej będzie regulować przepis przejściowy.

W ocenie projektodawców proponowane regulacje pozwolą na wykorzystanie linii bezpośredniej przez przedstawicieli przemysłu energochłonnego przy jednoczesnym zapewnieniu uczciwego ich wkładu w dalszy rozwój systemu elektroenergetycznego w Polsce.

Ad. 23. Zmniejszenie obciążeń administracyjnych właścicieli źródeł wytwórczych

Przedmiotowym projektem ustawy usuwa się z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy obowiązek udziału w certyfikacji ogólnej wszystkich właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW. Aktualnie obowiązek ten dotyczy także tych podmiotów, które nie biorą aktywnego udziału w procesach rynku mocy.

Usunięcie obowiązku wynikającego z art. 11 ustawy będzie miało pozytywny wpływ na rynek energii przez ograniczenie obowiązków formalnych właścicieli źródeł wytwórczych i Prezesa URE. Nie wpłynie ono jednak na możliwość prawidłowej realizacji innych obowiązków wynikających z ustawy. Dane, które nie zostaną pozyskane w toku certyfikacji ogólnej, zostaną uzupełnione innymi danymi posiadanymi przez operatora z innych źródeł.

Ad. 24. Rozszerzenie strefy profilu synchronicznego w ramach rynku mocy

Obecnie obowiązująca definicja strefy profilu synchronicznego, zawarta w art. 6 ust. 6 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, ogranicza udział jednostek z Republiki Federalnej Niemiec wyłącznie do tych zlokalizowanych w części systemu przesyłowego stanowiącej bezpośrednio połączony z systemem obszar grafikowy w rozumieniu art. 3 pkt 91 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1). Sprowadza się to w praktyce do możliwości udziału w rynku mocy wyłącznie jednostek zlokalizowanych w obszarze działania tylko jednego operatora systemu przesyłowego działającego na terenie Republiki Federalnej Niemiec, wykluczając jednocześnie możliwość udziału jednostek zlokalizowanych w obszarach działania pozostałych operatorów systemu przesyłowego.

W projekcie ustawy dokonuje się rozszerzenia strefy profilu synchronicznego, tak aby obejmowała cały system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec, w celu zapewnienia

zgodności z literalnym brzmieniem art. 26 rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którym rynek mocy musi być otwarty dla bezpośredniego transgranicznego udziału jednostek znajdujących się w innym państwie członkowskim.

Wprowadzenie powyższej zmiany pozostanie bez wpływu na wielkości mocy, które będą mogły być udostępniane na potrzeby udziału transgranicznego w rynku mocy, więc zmianę należy traktować wyłącznie jako techniczną.

Ad. 25. Przepisy dotyczące partnerskiego handlu energią odnawialną

Projekt wprowadza przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią odnawialną (tzw. *peer-to-peer*), co stanowi implementację art. 2 pkt 18 oraz art. 21 ust. 2 lit. a dyrektywy RED II.

Zgodnie z art. 2 pkt 18 dyrektywy RED II partnerski handel energią odnawialną (*peer-to-peer*) oznacza jej sprzedaż między uczestnikami rynku:

- 1) na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku albo
- 2) pośrednio przez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.

Drugi ze wskazanych przepisów stanowi, że państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, by prosumenci energii odnawialnej:

- 1) działający samodzielnie lub
- 2) za pośrednictwem koncentratorów

– mieli prawo wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby, przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji odnawialnej energii elektrycznej, w tym m.in. przez ustalenia w zakresie handlu partnerskiego (*peer-to-peer*).

Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

W tym miejscu warto podkreślić, że mimo iż unijny prawodawca wyraźnie kojarzy P2P z prosumentami energii odnawialnej, nie oznacza to, że ten sposób handlu energią jest zarezerwowany jedynie dla tych podmiotów. Należy raczej sądzić, że celem jest w

szczegółności ochrona praw prosumentów energii odnawialnej. Niemniej, w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne.

Proponowane przepisy przewidują jednocześnie możliwość zastosowania rozwiązań polegających na P2P bezpośrednio między uczestnikami, np. za pomocą technologii blockchain, jak również rozwiązań bazujących na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne umożliwiające wymianę tejże energii.

Przedmiotowa propozycja ustawowa gwarantuje również wypełnienie zobowiązania do podlegania tego typu transakcji z góry określonym warunkom regulującym ich automatyczne wykonanie i rozliczenie. Zgodnie z art. 3a ust. 2 do zawierania umów między uczestnikami partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii wykorzystuje się platformę partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, przez którą rozumie się internetową platformę handlową w rozumieniu załącznika 2 do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Takie automatyczne wykonanie transakcji i płatności może nastąpić bezpośrednio między jej stronami albo za pośrednictwem uczestnika rynku będącego stroną trzecią.

Handel P2P stanowi element nowego modelu działania systemu elektroenergetycznego, który opiera się na wymianie energii między dwoma lub większą liczbą tak zwanych „rówieśników”, a w konsekwencji stałym i krótkoterminowym przełączaniu się odbiorców między różnymi dostawcami. Rozbieżność tej koncepcji od ustalonych dotychczas relacji zachodzących na rynku energii elektrycznej, sprawia, że nie odpowiada ona obecnemu stanowi prawa i regulacji z zakresu energetyki. Mając na uwadze powyższe, konieczne jest zatem umożliwienie projektowania niezbędnych sieci komunikacyjnych i kontrolnych, które mogłyby zagwarantować możliwość handlu P2P między indywidualnymi podmiotami za pośrednictwem dedykowanych krajowych lub regionalnych platform internetowych oraz odpowiednich technologii, których rola zbliżona będzie do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej.

Wprowadzenie nowego paradygmatu na rynku energii zapewni dodatkowe możliwości, stanowiąc kolejny element aktywizacji zazwyczaj biernych jak dotąd odbiorców energii, a także pozwoli na zainicjowanie współpracy między najważniejszymi uczestnikami rynku energii, takimi jak odbiorcy aktywni oraz agregatorzy.

Mechanizm przekazywania energii nieskonsumowanej przez podmiot posiadający instalację OZE do drugiego podmiotu w celu pokrycia jego zapotrzebowania na energię za pośrednictwem platform internetowych lub określonych technologii działających jako pośrednik, które zapewnią operatorom rynku cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do ułatwienia wymiany energii, może przewidywać jednocześnie udział dodatkowego podmiotu jakim jest tzw. koordynator. W założeniu agregator na podstawie informacji zebranych od handlujących ze sobą podmiotów może bezpośrednio decydować o wprowadzeniu lub pobraniu energii przez „rówieśników” lub o stanie pracy ich urządzeń. Ponadto może rozdzielać przychody całej społeczności P2P zgodnie z pewnymi z góry określonymi zasadami, np. decydując o cenach do obliczania przychodów każdego z „rówieśników”. W innym schemacie działania koordynator może jedynie pośrednio wpływać na „rówieśników”, wysyłając jedynie sygnały cenowe bez bezpośredniego instruowania ich co do wprowadzania lub poboru energii albo utrzymywania określonego stanu operacyjnego ich urządzeń. Jednocześnie, jak zostało już nadmienione, model partnerskiego handlu energią odnawialną może przewidywać także możliwość handlu bezpośredniego „rówieśników” ze sobą bez udziału agregatora.

Celem projektowanych przepisów jest pozostawienie uczestnikom handlu P2P możliwie jak największego marginesu swobody odnośnie podjęcia decyzji co do zamiaru uczestniczenia w tej formie handlu energią, wyboru sposobu organizacji P2P czy wreszcie wyboru dostawcy elektronicznej platformy umożliwiającej prowadzenie handlu. W opinii projektodawcy takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym lokalnym „środowisku” uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych.

26. Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności ² (zwany dalej „KPO”)

W ramach KPO przedmiotowy projekt został wskazany jako element reformy w Komponentcie B2.2. *Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii*, i tym samym jest jednym z kamieni milowych niezbędnych do osiągnięcia w ramach KPO, tj. *Wejście w życie zmian ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, rozporządzenie wykonawcze do ustawy o odnawialnych źródłach energii*, ponieważ wdraża przepisy dotyczące nowych wspólnot energii odnawialnej, które zapewnią

² file:///C:/Users/msiwek/Downloads/MFiPR_-_Krajowy_Plan_Odbudowy_i_Zwi%C4%99kszania_Odporno%C5%9Bci.pdf

odbiorcom końcowym, w szczególności gospodarstwom domowym, prawo do uczestnictwa w społecznościach energii odnawialnej, zgodnie z dyrektywą RED II. Realizację ww. kamienia milowego zapewnia rozdział 2e projektu ustawy (art. 11zi–11zo). W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska przepisy te są wyczerpujące, aby zminimalizować ryzyko ewentualnych wątpliwości formułowanych przez służby Komisji Europejskiej na etapie weryfikacji wskazanego kamienia milowego.

27. Przepisy o wejściu w życie

Zgodnie z art. 35 projektu ustawy proponuje się, aby weszła ona w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 1 pkt 5 lit. b, pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3b, pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4e oraz pkt 13 lit. c, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 5 ust. 4e ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje sprzedawców energii elektrycznej do przedłożenia odbiorcom końcowym, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy, które powinny zawierać odpowiednie informacje.

Przesunięcie terminu wejścia w życie regulacji dotyczących:

- a) doprecyzowania kwestii związanych z obciążaniem odbiorców końcowych kosztami i odszkodowaniami w związku z wypowiedzeniem przez nich umów zawartych na czas oznaczony,
- b) obowiązku zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania paliw gazowych lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej ze sprzedawcą, który zapewnia świadczenie usługi kompleksowej,
- c) obowiązku przekazania przez sprzedawców energii elektrycznej odbiorcom końcowym, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych postanowień umowy,
- d) kwestii przyłączenia do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe
 - wiąże się z koniecznością zapewnienia sprzedawcom energii elektrycznej odpowiedniego czasu na dostosowanie się do powyższych obowiązków.

2) art. 1 pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3a oraz pkt 6 lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt

1 lit. a, a także art. 18, których wejście w życie proponuje się po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 5 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne nakłada na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek zawierania z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych wyłącznie umów kompleksowych. Powyższe wiąże się z koniecznością dostosowania systemu funkcjonowania sprzedawców energii elektrycznej do nowej sytuacji prawnej oraz zawarcia odpowiednich umów ze spółkami dystrybucyjnymi, co wymaga przesunięcia w czasie wejścia w życie regulacji.

3) art. 1 pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4f–4i, lit. k, lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 1 lit. b i lit. n, pkt 11 w zakresie art. 5b⁴, pkt 19 lit. c, pkt 39 w zakresie art. 11zm–11zo oraz pkt 54, których wejście w życie proponuje się po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Przepisy art. 5 ust. 4f–4g i ust. 6h ustawy – Prawo energetyczne dotyczą regulacji związanych z umową z ceną dynamiczną, które zapewnią częstotliwość rozliczeń na rynku w okresie 15 minut. W związku z tym, że przepisy dotyczące tych umów będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz dostosowania się przedsiębiorstw do regulacji, konieczne jest przesunięcie terminu ich wejścia w życie.

W art. 9c ust. 4c ustawy – Prawo energetyczne wprowadza się regulację, zgodnie z którą znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa. Wprowadzenie przepisu przejściowego, zgodnie z którym regulacja ta wejdzie w życie 12 miesięcy po ogłoszeniu, ma na celu zapewnienie czasu OSD na dostosowanie logo;

4) art. 1 pkt 2 lit. s, pkt 6 lit. c tiret drugie i lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 2, pkt 7 w zakresie art. 5a¹ ust. 4, pkt 11 w zakresie art. 5b⁴ ust. 2 pkt 6, pkt 37 oraz pkt 45 lit. a tiret dziesiąte w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. 1, a także art. 7 pkt 1 lit. b oraz pkt 2 i 3, które wejdą w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.

Odłożenie terminu wejścia w życie przepisów dotyczących realizacji procesów wymiany informacji rynku energii wynika z konieczności synchronizacji ich wejścia w życie z wejściem w życie przepisów dotyczących CSIRE wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Przesunięcie terminu wejścia w życie przepisu dotyczącego obowiązku informacyjnego nałożonego na sprzedawców energii elektrycznej dotyczącego informowania odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych o dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert co najmniej raz na kwartał, służy zapewnieniu wykonalności oraz

spójności przepisów projektu.

5) art. 1 pkt 2 lit. a, b, m i n, pkt 6 lit. b w zakresie dodanych wyrazów „paliw gazowych” oraz lit. o i p, pkt 8 i 9, pkt 19 lit. b tiret szóste, pkt 23 lit. c i d, pkt 33 lit. a, pkt 34–36 oraz pkt 65 lit. a tiret szóste, siódme i ósme oraz lit. e, a także art. 21–23, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.

Proponuje się, aby przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej weszły w życie z dniem 1 lipca 2024 r. Dzień ten jest tożsamy z terminem funkcjonalnego uruchomienia CSIRE. Jako że przepisy wprowadzające nowy mechanizm sprzedaży rezerwowej są oparte o automatyzm, ich realne wykonanie będzie możliwe dopiero z uruchomieniem systemu umożliwiającego takie procesy, tj. CSIRE.

6) art. 1 pkt 5 lit. c i d, których wejście w życie proponuje się z dniem 1 stycznia 2025 r.

Regulacje te dotyczą możliwości technicznej zmiany sprzedawcy energii przez odbiorcę, w terminie nieprzekraczającym 24 godzin, co będzie możliwe poprzez rejestrację w CSIRE. Zgodnie z art. 12 ust. 1 dyrektywy 2019/944 zmiana sprzedawcy w ciągu 24h powinna zostać zapewniona odbiorcom najpóźniej do 2026 r.

28. Notyfikacja

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

29. Konsultacje projektu

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 poz. 248) projekt został umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji oraz przekazany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348).

30. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne 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 Pani Anna Łukaszewska-Trzeciakowska – Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Jakub Cygan Naczelnik Wydziału Regulacji w Departamencie Elektroenergetyki i Gazu e-mail: jakub.cygan@klimat.gov.pl	Data sporządzenia 23-03-2023 r. Źródło: Prawo UE: dyrektywa Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów: UC74

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proponowane zmiany do ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wynikają w szczególności z konieczności wdrożenia do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2018, str. 125), zwanej dalej „dyrektywą 2019/944” lub „dyrektywą”.

Dyrektywa 2019/944 ustanawia zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, dostaw i magazynowania energii elektrycznej wraz z aspektami dotyczącymi ochrony konsumentów, w celu stworzenia zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych oraz przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Zawiera ona m.in. zasady dotyczące rynków detalicznych energii elektrycznej, podczas gdy rozporządzenie 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 14.06.2018, str. 54), zwane dalej „rozporządzeniem 2019/943”, które zostało przyjęte w tym samym czasie, zawiera głównie zasady dotyczące rynku hurtowego i eksploatacji sieci. Dyrektywa 2019/944 uchyla dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE, dlatego też mimo ustanowienia szeregu obowiązków, istotna ich część jest już w Rzeczypospolitej Polskiej realizowana w konsekwencji implementacji przepisów trzeciego pakietu zimowego do prawa krajowego.

Kluczowe zagadnienia znajdujące się w dyrektywie 2019/944:

Prawa odbiorców

W dyrektywie wyjaśniono i wzmocniono obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadzono nowe uprawnienia:

- prawo do swobodnego wyboru sprzedawcy i ograniczenia opłat związanych ze zmianą sprzedawcy oraz opuszczeniem rynku, z wyjątkiem sytuacji gdy zawarte na czas określony umowy na sprzedaż energii elektrycznej po stałej cenie zostają rozwiązane przed terminem ich wygaśnięcia,
- prawo dostępu do co najmniej jednego narzędzia porównywania cen spełniającego określone wymogi w zakresie wiarygodności,
- prawo przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich, w tym prawo do opuszczenia społeczności bez ponoszenia sankcji z tego tytułu,
- prawo do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej (opartych na cenach na rynku transakcji natychmiastowych lub rynkach dnia następnego) z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców, oraz prawo do otrzymywania informacji na temat możliwych korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami,
- prawo do zawierania umów w zakresie agregacji niezależnych od sprzedaży energii elektrycznej,
- prawo do wytwarzania, zużywania, magazynowania i sprzedawania energii elektrycznej, indywidualnie lub za pośrednictwem agregatora,
- prawo do żądania zainstalowania inteligentnego licznika,
- prawo odbiorców, którym grozi odłączenie, do uzyskania informacji z odpowiednim wyprzedzeniem na temat rozwiązań alternatywnych, takich jak plany płatności lub moratorium.

Rozliczenia

Zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 rachunki powinny być jasne, poprawne i zwięzłe oraz przedstawione w sposób ułatwiający porównanie. Informacje o rozliczeniach powinny być dostarczane co najmniej co sześć miesięcy lub co trzy miesiące, na żądanie lub gdy odbiorca końcowy wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń, oraz co najmniej raz w miesiącu, jeżeli licznik umożliwia zdalny odczyt.

Agregatorzy

Państwa członkowskie zobowiązano do zapewnienia:

- aby agregatorzy mogli oferować odbiorcom umowy w zakresie agregacji bez konieczności uzyskania zgody swojego sprzedawcy przez tych odbiorców,
- sprawiedliwego udziału agregatorów we wszystkich rynkach energii elektrycznej oraz traktowania agregatorów na równi z innymi uczestnikami rynku przez operatorów systemów elektroenergetycznych, także gdy udzielają zamówień na usługi,
- przepisów określających rolę i obowiązki przypisane wszystkim uczestnikom rynku oraz przepisy w zakresie wymiany danych między uczestnikami rynku.

Obywatelskie społeczności energetyczne

Zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 obywatelskie społeczności energetyczne to podmioty posiadające zdolność prawną, które są kontrolowane przez członków lub udziałowców, opierają się na dobrowolnym oraz otwartym uczestnictwie i mają prawo do zajmowania się wytwarzaniem, dystrybucją, dostawami, zużywaniem, realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz świadczeniem usług w zakresie ładowania pojazdów elektrycznych swoim członkom lub udziałowcom. Obywatelskim społecznościom energetycznym należy umożliwić przyłączenie do sieci dystrybucyjnych oraz traktowanie w sposób niedyskryminacyjny w obszarze wszystkich rynków energii elektrycznej oraz dostępu do nich.

Odbiorca aktywny

Zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie powinny zapewnić by odbiorcy aktywni ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, zgodnie z art. 59 ust. 9 dyrektywy oraz art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943.

Dostęp do danych i interoperacyjność

Dyrektywa 2019/944 stanowi aktualizację zasad dostępu operatorów sieci, odbiorców, sprzedawców i usługodawców do danych pomiarowych i danych dotyczących zużycia/wytwarzania. Ponadto w dyrektywie przewiduje się, że Komisja Europejska ustanowi w formie aktów wykonawczych zasady interoperacyjności w celu ułatwienia wymiany danych. Osoby zarządzające danymi powinny zapewnić niedyskryminacyjny dostęp do danych z inteligentnych systemów pomiarowych, przy jednoczesnym przestrzeganiu przepisów dotyczących ochrony danych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 operatorzy systemów dystrybucyjnych są odpowiedzialni za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania zapotrzebowania w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w tym za opłacalną integrację instalacji wytwórczych energii elektrycznej, a zwłaszcza tych, które wytwarzają energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, a także za zapewnianie użytkownikom systemu informacji niezbędnych do uzyskania skutecznego dostępu do systemu oraz korzystania z niego. Operatorzy mają obowiązek publikowania planów rozwoju sieci określających inwestycje planowane na okres następnych pięciu do dziesięciu lat. Nie mogą oni być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać instalacji magazynowania energii, lub też zarządzać takimi instalacjami, z wyjątkiem przypadków, w których spełnione są określone szczególne warunki.

Operatorzy systemów przesyłowych (OSP)

Zgodnie z przepisami dyrektywy operatorzy systemów przesyłowych zapewniają długoterminową zdolność systemu do zaspokajania zapotrzebowania w zakresie przesyłania energii elektrycznej, zarządzają bezpiecznym funkcjonowaniem systemu, w tym zachowują równowagę między dostawami energii elektrycznej a zapotrzebowaniem na nią. Przepisy stanowią, że nie mogą być oni właścicielem, tworzyć lub obsługiwać instalacji magazynowania energii, lub też zarządzać takimi instalacjami, pod takimi warunkami, jakie mają zastosowanie do operatorów systemu dystrybucyjnego.

Krajowe organy regulacji energetyki:

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jako organ regulacyjny, jest zobowiązany do współpracy z sąsiadującymi organami regulacyjnymi i Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki w UE w kwestiach związanych m.in. z gotowością na wypadek zagrożeń i alokacją zdolności transgranicznych oraz do zapewnienia odpowiedniego poziomu zdolności w zakresie połączeń wzajemnych. Niezależnemu regulatorowi przypisano wiele zadań związanych z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej i monitorowaniem zachodzących na nim procesów.

Należy nadmienić, iż propozycja implementacji części przepisów dyrektywy, w szczególności dotyczących magazynów energii, systemu inteligentnego opomiarowania, zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz dostępu do danych i interoperacyjności znajduje się w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Ponadto w projekcie ustawy proponuje się wprowadzenie regulacji dotyczących:

Nowego modelu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej

W związku z wprowadzeniem od dnia 1 lipca 2024 r. nowych zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej, na skutek wdrożenia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE), koniecznym stało się zmodyfikowanie mechanizmu uruchamiania sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. Nowy model sprzedaży rezerwowej dla odbiorców energii elektrycznej będzie uwzględniał zautomatyzowany obieg informacji rynku energii między użytkownikami CSIRE. Dzięki temu działaniu procedura uruchamiania sprzedaży rezerwowej zostanie uproszczona, przy jednoczesnym zwiększaniu ochrony i bezpieczeństwa odbiorców. Bowiem, późno docierająca informacja o uruchomieniu sprzedaży rezerwowej powoduje, że odbiorca niejednokrotnie nie zdaje sobie sprawy popadnięcia w inny reżim dostaw energii, co często uświadamia sobie dopiero w momencie konieczności uiszczenia znacznie wyższego rachunku za energię.

Mechanizmu nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii

Rosnący udział farm wiatrowych (FW) oraz instalacji fotowoltaicznych (PV) w pokrywaniu zapotrzebowania na moc elektryczną stwarza ryzyko występowania sytuacji, w których operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemu dystrybucyjnego będą zmuszeni do redukcji generacji z tych źródeł, a także ograniczenia poboru energii elektrycznej lub jej wprowadzania przez magazyny energii elektrycznej, celem utrzymania niezbędnych poziomów regulacyjności w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Ryzyko wystąpienia takich sytuacji może mieć miejsce, przede wszystkim, w okresach świątecznych cechujących się niskim zapotrzebowaniem na energię elektryczną (np. Nowy Rok, Wielkanoc, weekend majowy, Boże Ciało, Boże Narodzenie), przy występującej dużej generacji z FW i PV. Dodatkowo z powodu zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, operatorzy systemów elektroenergetycznych narażeni są na ryzyko wystąpienia przeciążeń na elementach sieci. Przeciążenia elementów sieci mogą również występować w obszarach sieci dystrybucyjnej przy dużej generacji z FW i PV i niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną w tym obszarze. Dodatkowo, przyłączane coraz liczniej mikroinstalacje (praktycznie wszystkie mikroinstalacje przyłączane są w trybie zgłoszenia zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, a więc w szczególności bez oceny istnienia warunków technicznych przyłączenia mikroinstalacji) przyczyniają się do występowania problemów związanych z zapewnieniem właściwych parametrów pracy sieci dystrybucyjnych, co również stwarza ryzyko potrzeby redukcji ich generacji wraz z postępującym dalszym ich rozwojem. Według stanu na dzień 30 września 2021 r., do sieci dystrybucyjnej pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych było blisko 713 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej na poziomie ponad 4,9 GW. Dalszy rozwój mikroinstalacji stanowi naturalny kierunek rozwoju sektora elektroenergetycznego wynikający ze zmieniających się uwarunkowań legislacyjnych (na poziomie UE) oraz spadających kosztów technologicznych. Dlatego też należy zakładać zwiększenie dynamiki rozwoju mikroinstalacji, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i niezawodności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Z technicznego punktu widzenia operatorzy systemów elektroenergetycznych mają możliwość zarządzania pracą FW oraz PV. Sytuacja prawna na gruncie przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy nie jest dostosowana do aktualnego stanu prawa unijnego uregulowanego przez rozporządzenie 2019/943. W szczególności, z obowiązujących w Polsce regulacji prawnych nie wynika jednoznacznie, że wytwórca energii z FW oraz PV ma obowiązek podporządkować się poleceniu ruchowemu operatora systemu przesyłowego w zakresie ograniczenia generacji, ani też że operator ma obowiązek zapłaty rekompensaty z tego tytułu, odpowiadającej utraconym przychodom ze sprzedaży energii elektrycznej lub utraconym środkom w ramach systemu wsparcia. Nadanie operatorom systemów elektroenergetycznych prawa do redysponowania FW i PV na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię umożliwi dalszy rozwój FW i PV przy zapewnieniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz będzie stanowiło istotny środek zaradczy do utrzymania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. Umowy zawierane przez operatorów z FW i PV o przyłączenie do sieci zwalniają operatorów z odpowiedzialności za ograniczenie wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej do czasu rozbudowy sieci. Możliwość redysponowania mikroinstalacjami, które przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w trybie zgłoszenia (bez możliwości odmowy przyłączenia z uwagi na brak warunków technicznych), przyczyni się do zapewnienia przez OSD parametrów jakościowych energii elektrycznej wynikających z przepisów prawa oraz do poprawy ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, gdyż redysponowanie mikroinstalacjami, jako działanie prewencyjne, pozwoli zminimalizować zadziałanie automatyki zabezpieczeniowej zainstalowanej w sieci dystrybucyjnej (np. w wyniku przeciążenia transformatora SN/nN w związku z wysoką generacją), a tym samym pozwoli uniknąć wyłączeń odbiorców. Jednocześnie możliwość ograniczania generacji mikroinstalacji przyczyni się do zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, jak również umożliwi świadczenie usług elastyczności przez agregatorów lub wspólnoty energetyczne, jak również pozwoli na zbilansowanie obszarów klastrów energii, spółdzielni energetycznych, bądź wspólnot energetycznych, których działalność np. jako obywatelskich społeczności energetycznych przewidziana jest w przepisach dyrektywy 2019/944.

Tabela poniżej przedstawia udział podpisanych umów przyłączeniowych, w tym tych bez klauzuli mówiącej o możliwości bezkosztowego redysponowania FW oraz PV przez operatorów systemów elektroenergetycznych ze względów sieciowych.

	Umowy przyłączeniowe z klauzulą				Umowy przyłączeniowe bez klauzuli		
	Liczba umów przyłączeniowych	Docelowa moc zainstalowana		Moc, którą operator może ograniczyć nieodpłatnie na podstawie klauzuli w umowie przyłączeniowej	Liczba umów przyłączeniowych	Docelowa moc zainstalowana	
	[-]	[MW]	[%]	[MW]	[-]	[MW]	[%]
Sieć przesyłowa PSE	14	4138	90	4 018	3	455	10
Sieć dystrybucyjna PGE	0	0	0	0	850	1598,14	100
Sieć dystrybucyjna Tauron	0	0	0	0	768	943	100

Sieć dystrybucyjna Enea	0	0	0	0	409	1310,99	100
Sieć dystrybucyjna Energa	11	605,9	22,5	560,02	775	2086,89	77,5
Sieć dystrybucyjna Innogy	0	0	0	0	25	5,6	100
Sieć dystrybucyjna PKP Energetyka	0	0	0	0	0	0	0

W szczególności należy zwrócić uwagę na fakt, że zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w sytuacji, gdy operatorzy systemów elektroenergetycznych wydają polecenie ruchowe dotyczące zmiany (redukcji) wielkości energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki wytwórcze, na zasadach nierynkowych, wytwórcom energii przysługuje rekompensata odpowiadająca co najmniej wielkościom wskazanym w ww. przepisie.

Brak kompleksowego uregulowania ww. kwestii może zatem skutkować wszczynaniem przez właścicieli FW i PV sporów sądowych o nieuprawnioną redukcję generacji z ich jednostek wytwórczych oraz o nieuregulowany mechanizm finansowej rekompensacji za zredukowaną energię elektryczną, zniechęcając tym samym potencjalnych inwestorów do inwestycji w nowe FW i PV oraz, w efekcie, przyczyniając się do zahamowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

Krajowy stan prawny wymaga zatem dostosowania, aby zapewnić:

- bezpieczeństwo prawne dla operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie prawa do wydawania poleceń ruchowych dla FW i PV,
- bezpieczeństwo prawne dla potencjalnych inwestycji w nowe FW i PV w zakresie prawa do otrzymania pełnej rekompensaty finansowej za zredukowaną generację,
- brak ryzyka niespełnienia zobowiązania dotyczącego minimalnego wolumenu wygenerowanej energii w systemie aukcyjnym w wyniku wydawania przez operatora systemu elektroenergetycznego poleceń redukcji generacji w FW i PV, oraz brak ryzyka niespełnienia zobowiązania dotyczącego terminu pierwszego wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej,
- dalsze wsparcie dynamicznego rozwoju FW i PV w KSE, pomimo ryzyka możliwości występowania okresowych potrzeb redukcji generacji z FW i PV.

Przyznania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) uprawnienia do udzielenia odstępstw od stosowania określonych przepisów w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”

Wprowadzenie regulacji do polskiego porządku prawnego ma na celu przyspieszenie procesu wdrożenia nowoczesnych technologii i innowacji oraz przyspieszenia procesu transformacji energetycznej, dzięki działaniu w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych – rozwiązania stosowanego na szeroką skalę w innych europejskich krajach, zmierzającego do promowania nowych rozwiązań na rynkach energetycznych i sprawdzania ich skuteczności, w obszarze których, dzięki czasowemu wyłączeniu bądź ograniczeniu stosowania wymogów prawnych i regulacyjnych, określone podmioty mogą je zastąpić regulacjami poddanyymi testowaniu. Odstępstwa od stosowania określonych przepisów w celu wspierania progresywnych działań oraz zachęcania do tworzenia innowacji w ramach funkcjonowania rynku energetycznego i gazowego pozwolą na aktywizację podmiotów oraz skłonią do działania nowych przedsiębiorców, co ma na celu uczynienie polskiego rynku energetycznego bardziej atrakcyjnym.

Znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego

Obecnie brak jest przepisu stanowiącego implementację regulacji unijnych nakazujących, aby znak towarowy OSD, będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, nie wprowadzał w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Linii bezpośredniej

W związku z licznymi głosami przedstawicieli przemysłu energochłonnego w sprawie zainteresowania instytucją linii bezpośredniej jako sposobem na dekarbonizację oraz zwiększenie jego konkurencyjności, podjęto decyzję o wprowadzeniu przepisów liberalizujących możliwość wykorzystania linii bezpośredniej przez te przedsiębiorstwa.

Wprowadzenia zmian w przepisach dotyczących paliw gazowych

Zmiany te mają na celu m.in.:

- zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych podstawy do koordynacji działań oraz wymiany informacji m.in. nt. wniosków o przyłączenie do sieci złożonych do tych przedsiębiorstw przez duże podmioty,
- rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego,
- wprowadzenie wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych,
- zmianę definicji sieci gazowej.

Projekt ustawy jest elementem reformy w Komponentie B2.2. *Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii* Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) i tym samym jest jednym z kamieni milowych niezbędnych do osiągnięcia w ramach KPO na przełomie 2022/2023 r.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W projekcie ustawy:

1. Wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny.
2. Wprowadza się dostęp dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorców o rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej.
3. Wprowadza się ramy prawne do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, reguluje ich prawa i obowiązki, w tym prawo odbiorcy do przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich i do opuszczenia społeczności bez sankcji.
4. Wprowadza się prawo odbiorcy do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców, oraz prawo do otrzymywania informacji na temat korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami.
5. Wprowadza się przepisy dotyczące agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień.
6. Wprowadza się przepisy dotyczące odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii.
7. Wzmacnia się obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadza nowe prawa w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązek zawierania wyłącznie umów kompleksowych z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, rozwiązywanie sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne, zmiana delegacji do rozporządzenia taryfowego obligująca do uregulowania obowiązków sprzedawców dotyczących rozliczeń).
8. Dostosowuje się zadania operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych do przepisów dyrektywy, w tym wprowadza przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz wprowadza się zmiany w zakresie bilansowania.
9. Dostosowuje się zadania regulatora do przepisów dyrektywy, w tym zadania związane z regionalnymi centrami koordynacyjnymi, powołanymi na mocy rozporządzenia 2019/943 oraz wprowadza się możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego odbiorcę, którego praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne.
10. Dokonuje się zmian w zakresie działania Koordynatora do spraw negocjacji, rozszerzając zakres zadań tego podmiotu o nowe rodzaje umów wprowadzane do ustawy – Prawo energetyczne.
11. Wprowadza się nowy model sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej opierający się na zautomatyzowanym obiegu informacji rynku energii między użytkownikami CSIRE.
12. Wdraża się mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz ograniczenia poboru energii elektrycznej i jej wprowadzania przez magazyny energii elektrycznej na polecenie operatorów systemu elektroenergetycznego (przesyłowego lub dystrybucyjnych).
13. Przyznaje się Prezesowi URE uprawnienie do udzielenia określonym podmiotom odstępstwa od stosowania wskazanych w decyzji administracyjnej przepisów w ramach realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”.
14. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w ten sposób, że nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.
15. Wprowadza się wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.
16. Dodaje się przepisy mające na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych podstawy prawnej do wymiany informacji i koordynacji działań w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe.
17. Rozstrzyga się wątpliwości dotyczące możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego.
18. Zmienia definicję sieci gazowej.
19. Wprowadza się dodatkową przesłankę udzielenia, zmiany i cofnięcia koncesji w postaci rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.
20. Wprowadza się możliwość nakazania przedsiębiorstwu energetycznemu dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją przez Prezesa URE.
21. Wprowadza się zmiany w zakresie funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii.
22. Dokonuje się zmian w zakresie regulacji dotyczących linii bezpośredniej.
23. Zmniejsza się obciążenia administracyjne właścicieli źródeł wytwórczych o mocy większej niż 2 MW.
24. Rozszerza się strefę profilu synchronicznego w ramach rynku mocy.
25. Wprowadza się przepisy dotyczące partnerskiego handlu energią odnawialną.

Ad. 1.

W projekcie ustawy wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny. Propozycje zmian przedstawione w art. 1 pkt 5 projektu implementują do polskiego porządku prawnego art. 12 ust. 1 i 5 dyrektywy 2019/944, uwzględniając, przepisy dotyczące powstania w Rzeczypospolitej Polskiej centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.).

Ad. 2.

W art. 2 pkt 54 projektu do ustawy – Prawo energetyczne dodaje się rozdział 4b ustanawiający ramy prawne dla funkcjonowania porównywarki ofert sprzedaży energii elektrycznej. W projekcie ustawy proponuje się ograniczenie obowiązkowego zakresu porównywanych informacji do elementów wymaganych przez dyrektywę, tj. do ofert sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, jednocześnie wprost dopuszczając porównanie innych usług związanych ze sprzedażą energii elektrycznej świadczonych przez sprzedawców energii.

W celu zrealizowania przepisu dyrektywy zobowiązującego państwo członkowskie do zapewnienia odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych oraz mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, dostępu do przynajmniej jednego narzędzia porównującego wszystkie oferty na rynku energii, zdecydowano o powierzeniu takiej roli Prezesowi URE korzystając tym samym z przewidzianego w art. 14 ust. 6 dyrektywy 2019/944 odstępstwa, polegającego na niewprowadzeniu systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzi porównywania ofert, jeżeli urząd lub organ publiczny oferuje narzędzie porównywania ofert spełniające wymogi określone w art. 14 dyrektywy 2019/944.

Ad. 3.

W projekcie ustawy tworzy się ramy prawne zapewniające możliwość działania nowego podmiotu jakim jest obywatelska społeczność energetyczna, która ma na celu umożliwienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredniego udziału w wytwarzaniu, zużyciu oraz dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami. Do stworzenia ram prawnych dla obywatelskich społeczności energetycznych, postanowiono wykorzystać rozwiązanie oparte na możliwości wyboru formy organizacyjnej, pod warunkiem spełnienia określonych wymogów. Zgodnie projektem ustawy obywatelska społeczność energetyczna może działać w formie stowarzyszenia, spółdzielni, spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, spółdzielni rolników oraz spółki osobowej, z wyjątkami wskazanymi w projekcie ustawy.

W projekcie proponuje się stworzenie wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, który pozwoli na monitorowanie ich rozwoju. Zaproponowano, aby wykaz prowadzony był przez Prezesa URE w formie elektronicznej (dodawany art. 11zm ustawy – Prawo energetyczne).

Wprowadzenie powyższych przepisów ma również na celu implementację do polskiego porządku prawnego społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, o której mowa w art. 22 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. 82–209), zwaną dalej „dyrektywą 2018/2001” lub „RED II”.

Ad. 4.

W projekcie ustawy wprowadzono definicję umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej doprecyzowując, że częstotliwość rozliczeń na rynku jest równa okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195. Ustawodawca unijny ograniczył obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej do tych sprzedawców, którzy obsługują 200 000 odbiorców końcowych, dlatego też te właśnie podmioty zobowiązano do oferowania sprzedaży na podstawie umów z ceną dynamiczną. W celu zapewnienia przejrzystości, na regulatora – Prezesa URE, został nałożony obowiązek monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej związanej z cenami dynamicznymi. Wprowadzono także zmiany dostosowujące w przepisach (np. art. 45a ustawy – Prawo energetyczne) związane z nową sytuacją na rynku energii elektrycznej.

Ad. 5.

Projekt ustawy wprowadza ramy prawne dla funkcjonowania agregatora odgrywającego kluczową rolę w świadczeniu usług w zakresie agregacji, ponieważ jest on pośrednikiem pomiędzy grupami odbiorców a rynkiem. Agregacja umożliwi wszystkim grupom odbiorców dostęp do rynku energii elektrycznej, na którym będą mogły oferować swoją elastyczność oraz energię, którą wytwarzają we własnym zakresie.

Ad. 6.

W projekcie ustawy wprowadza się regulacje zapewniające odbiorcom końcowym uczestniczenie w odpowiedzi odbioru, dzięki czemu zapewnia się wszystkim konsumentom możliwość czerpania korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe.

Projekt ustawy tworzy również ramy prawne do działania odbiorcy aktywnego, któremu umożliwia się uczestniczenie oraz czerpanie korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej.

Ad. 7.

W projekcie ustawy proponuje się zmiany w przepisach regulujących stosunki umowne pomiędzy odbiorcą końcowym energii elektrycznej i sprzedawcą energii elektrycznej przez:

- wskazanie nowych elementów umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- zobowiązanie sprzedawców energii elektrycznej do przedłożenia odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy,

- zmianę terminu, w którym sprzedawca energii elektrycznej powinien poinformować odbiorcę o podwyżkach cen energii elektrycznej,
- zmianę delegacji do rozporządzenia taryfowego – aktu wykonawczego, o którym mowa w art. 46 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w celu umożliwienia stosowania art. 18 dyrektywy 2019/944 i załącznika nr 1 do tej dyrektywy,
- wprowadzenie obowiązku dostarczania energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej.

Ad. 8.

W projekcie wprowadza się ramy prawne do wprowadzenia elastycznego systemu, reagującego na zmiany zachodzące w systemie, zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i zachowań użytkowników tego systemu, przy utrzymaniu stabilnej pracy sieci i dotrzymaniu parametrów jakości oraz niezawodności dostaw.

Celem rekomendowanego rozwiązania jest zapewnienie podstawy prawnej dla operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie możliwości wykorzystywania usług elastyczności świadczonych przez użytkowników systemu dystrybucyjnego. Ewolucja systemu elektroenergetycznego w kierunku decentralizacji wytwarzania oraz aktywizacji rynkowej użytkowników systemu powoduje, że OSD – działając jako moderator rozwoju detalicznego rynku energii – winien wykorzystywać ten nowy potencjał energetyczny. Współpraca w tym zakresie przyjmie formę usługi świadczonej przez użytkowników na rzecz OSD, określonej jako usługa elastyczności.

Propozycje przedstawione w projekcie zawierają:

- 1) wprowadzenie definicji pojęć występujących w prawie Unii Europejskiej oraz niezbędnych do opisanía możliwości wykorzystania usług elastyczności;
- 2) określenie zakresu, warunków i sposobu wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym umocowanie dla szczegółowego określenia tych elementów w aktach wykonawczych i instrukcjach;
- 3) określenie warunków współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym umocowanie dla szczegółowego określenia tych elementów w aktach wykonawczych i instrukcjach;
- 4) umocowanie warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;
- 5) określenie wymagań technicznych dla podmiotów świadczących usługi elastyczności, w tym umocowanie dla szczegółowego określenia tych elementów w aktach niższego rzędu;
- 6) dostosowanie zasad opracowywania i uzgadniania planów rozwoju przez OSD i ujęcia w tych planach inwestycji niezbędnych do przyłączania punktów ładowania pojazdów elektrycznych zlokalizowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania oraz punktów ładowania pojazdów elektrycznych, stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz zapewnienia przejrzystości w odniesieniu do zapotrzebowania OSD na usługi elastyczności i uwzględnienia wykorzystania odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, jako rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej;
- 7) możliwość uwzględniania w planach rozwoju sieci wytycznych dotyczących kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych określanych przez Prezesa URE, których celem jest, by na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny, systematyczny i skoordynowany rozwój w pożądanym kierunkach oraz otrzymania wynagrodzenia za ich realizację;
- 8) zapewnienie niezbędnych ram regulacyjnych i zachęt umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na ich obszarach oraz umocowanie do szczegółowego określenia tych elementów w aktach niższego rzędu.

Projekt ustanawia także ramy prawne funkcjonowania usług systemowych, niezbędnych do działania systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, w tym usług bilansujących i usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości.

Ad. 9.

Regulatorowi przypisuje się zadania związane z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, współpracę z regulatorami innych państw członkowskich oraz instytucjami Unii Europejskiej. Ustanawia się kompetencje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosunku do regionalnych centrów koordynacyjnych.

Ponadto, wprowadza się możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego odbiorcę końcowego, którego prawa związane z wykonywaniem obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego mogły zostać naruszone, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków, co wypełnia normę z art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944 oraz wykonuje wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 8 października 2020 r. w sprawie C-360/19 – Crown Van Gelder BV/Autoriteit Consument en Markt.

Ad. 10.

Mając na uwadze art. 26 dyrektywy 2019/944, zaproponowano wprowadzenie zmian w rozdziale 4a ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących kwestii pozasądowego rozwiązywania sporów przez:

- 1) uwzględnienie agregatorów, obywatelskich społeczności energetycznych oraz odbiorców aktywnych jako podmiotów pomiędzy którymi istnieje możliwość przeprowadzenia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów;

2) rozszerzenie katalogu umów, w wyniku których doszło do sporu, o umowę agregacji oraz o umowę o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w związku z tym, że dyrektywa obliguje do zapewnienia udziału przedsiębiorstw energetycznych w postępowaniach w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, wprowadzono taki obowiązek w dodanym do art. 31d ust. 7 projektu, pod groźbą kary w wysokości od 500 zł do 2000 zł nakładanej przez Prezesa URE (dodany pkt 56 do art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Ad. 11.

Rozwiązania dotyczące sprzedaży rezerwowej zostały wypracowane w ramach prac powołanej przez PSE S.A. Grupy roboczej ds. procesów biznesowych. W pracach nad opracowaniem niniejszych rozwiązań uczestniczyły następujące podmioty: PSE (OIRE), OSD, TOE, OSDnEE, MKiŚ oraz URE.

W zakresie projektowanego modelu sprzedaży rezerwowej, zadania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej będzie wykonywał tzw. sprzedawca zobowiązany, czyli przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone decyzją Prezesa URE, na podstawie art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Wyjątkiem jest sytuacja braku możliwości realizacji obowiązków przez ww. przedsiębiorstwo energetyczne. Wówczas do czasu wyznaczenia nowego sprzedawcy zobowiązanego, jego rolę pełni sprzedawca zobowiązany wyznaczony dla obszaru działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej będzie uruchamiana w przypadku nieprzekazania do CSIRE o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii. Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o okolicznościach uzasadniających uruchomienie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, sprzedawca ten, z mocy prawa, stanie się stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będzie obowiązywała na czas nieokreślony. Cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej będzie wyższa od tej na rynku konkurencyjnym, co ma zmobilizować odbiorcę końcowego do jak najszybszego dokonania wyboru nowego sprzedawcy. Na sprzedawcę rezerwowego nałożono szereg obowiązków informacyjnych.

Ad. 12.

Celem rekomendowanego rozwiązania jest zapewnienie podstawy prawnej dla operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie możliwości nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV oraz ograniczania poboru energii elektrycznej i jej wprowadzania do sieci przez magazyny energii elektrycznej przez operatorów systemu elektroenergetycznego, a także możliwości rozliczania rekompensaty przysługującej im z powodu ww. ograniczenia.

Proponowana podstawa prawna zawierać się będzie w znowelizowanych ustawach – Prawo energetyczne oraz ustawie o odnawialnych źródłach energii, i dotyczyć będzie:

- prawa do możliwości wydawania przez operatorów systemów elektroenergetycznych poleceń jednostkom wytwórczym oraz magazynom energii elektrycznej,
- prawa do otrzymania przez jednostki wytwórcze oraz magazyny energii elektrycznej rekompensaty finansowej za ograniczenie możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub pracy magazynu energii elektrycznej,
- przekazywania stosownych danych umożliwiających m.in.:
 - wyznaczenia rzeczywistej wartości rekompensaty finansowej dla właścicieli jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej i zasad jej wypłaty,
 - uwzględnienia wyznaczonego wolumenu energii zredukowanej w bilansie spełnienia zobowiązania w systemie aukcyjnym OZE.

Po wdrożeniu proponowanych zmian do ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii szczegółowy mechanizm nierynkowej redukcji zostanie zawarty w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD). W instrukcjach tych zostanie również doprecyzowana kwestia możliwości wprowadzenia w umowach przyłączenia. W ramach proponowanej podstawy prawnej dla mechanizmu nierynkowego ograniczania generacji z instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) rekomenduje się zmiany w:

1) ustawie – Prawo energetyczne:

- przyznające operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego prawo do wydawania poleceń redukcji wielkości energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach wytwórczych wykorzystujących FW i PV oraz magazynów energii elektrycznej,
- mocy nie mniejszej niż 50 kW w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,
- przyznające operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego prawo do wydawania takich poleceń w odniesieniu do wszystkich jednostek wytwórczych wykorzystujących FW i PV, w tym mikroinstalacji, oraz do magazynów energii elektrycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej,
- regulujące zasady wzajemnego przekazywania sobie przez operatorów systemów elektroenergetycznych danych niezbędnych do wydawania i wykonywania poleceń redukcji,

- regulujące zasady kalkulacji oraz podstawy wypłaty wytwórcom rekompensaty z tytułu ograniczenia generacji z FW i PV oraz pobory i wprowadzania energii elektrycznej przez magazyny energii elektrycznej oraz wskazujące podmioty odpowiedzialne za taką kalkulację i wypłatę,
- nakazujące operatorom systemów elektroenergetycznych określenie w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych zasad wydawania poleceń zmniejszania wytwarzanej mocy oraz sposobu obliczania rekompensaty finansowej z tego tytułu,
- implementujące do porządku prawnego obowiązki operatorów, określony w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, do przedkładania stosownego sprawozdania Prezesowi URE,
- umożliwiające uwzględnienie kosztów rekompensat finansowych w kalkulacji taryf sieciowych;

2) ustawie o odnawialnych źródłach energii w zakresie:

- sposobu obliczania kary nakładanej na FW i PV za niedochowanie zobowiązań wynikających z aukcyjnego systemu wsparcia, aby jednoznacznie przesądzić, że energię, której wytwórca nie wytworzył w następstwie podporządkowania się poleceniu operatora, traktuje się w świetle jego zobowiązań aukcyjnych jako energię wytworzoną,
- zasad i zakresu przekazywania następujących danych przez Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej do operatora systemu elektroenergetycznego na potrzeby wyznaczenia wartości rekompensaty finansowej:
 - o dane identyfikacyjne uwzględniające: nazwę wytwórcy, nazwę jednostki wytwórczej, miejsce przyłączenia jednostki wytwórczej, NIP wytwórcy, unikatowy numer wytwórcy i instalacji odnawialnego źródła energii nadany w internetowej platformie aukcyjnej,
 - o rodzaj systemu wsparcia, z jakiego wytwórca korzysta albo będzie korzystał,
 - o informację o cenie aukcyjnej oraz ceny skorygowanej na dany rok dla wytwórcy, który korzysta lub będzie korzystał z aukcyjnego systemu wsparcia,
 - o informację o cenie referencyjnej dla wytwórcy, który korzysta albo będzie korzystał z systemu wsparcia,
 - o informację o dacie rozpoczęcia przez wytwórcę realizacji zobowiązania w zakresie zadeklarowanego wolumenu energii elektrycznej,
 - o informację o osiągnięciu przez wytwórcę pełnej realizacji zobowiązania produkcji i sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia,
 - o informację o fakcie zakończenia korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia,
- zasad i zakresu przekazywania następujących danych, które będą przekazywane przez Prezesa URE do operatora systemu elektroenergetycznego na potrzeby wyznaczenia wartości rekompensaty finansowej:
 - o dane identyfikacyjne uwzględniające: nazwę wytwórcy, lokalizację jednostki wytwórczej, NIP wytwórcy, kod identyfikacyjny wytwórcy,
 - o informacje o instalacjach odnawialnego źródła energii, którym po dniu 31 grudnia 2020 r. przysługuje prawo do uzyskiwania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej od dnia 1 stycznia 2021 r.,
 - o informację o dacie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w danej instalacji odnawialnego źródła energii, potwierdzonej wydanym świadectwem pochodzenia,
 - o informację o utracie prawa korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia w danej instalacji odnawialnego źródła energii.

Zgodnie z art. 13 ust. 6 lit. a rozporządzenia 2019/943, mechanizm nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV będzie wykorzystywany przez operatora systemu przesyłowego jako ostatnie działanie zaradcze. Poniżej zostały przedstawione wszystkie środki zaradcze w kolejności ich stosowania, które zostaną podjęte przez operatora systemu przesyłowego przed wprowadzeniem nierynkowej redukcji generacji z FW i PV:

- blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday,
- rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego,
- wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych,
- udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay,
- zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS,
- eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej,
- nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.

W przypadku gdy rozwiązania wymienione wyżej w lit. a–g skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowałyby poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci, to zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 (art. 13 ust. 6 lit. a) OSP ma prawo nie zastosować się do wyżej przedstawionej kolejności użycia środków zaradczych. OSP oraz OSD zgodnie z art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 mają obowiązek przedłożyć przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie, na podstawie którego Prezes URE będzie miał prawo kontrolować działania podejmowane przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

Ad. 13.

W projekcie ustawy wprowadza się możliwość złożenia wniosku do Prezesa URE o przyznanie, w drodze decyzji administracyjnej, tymczasowych odstępstw od stosowania wskazanych w projekcie ustawy obowiązków, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników

systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej i gazowej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Udzielenie odstępstw możliwe jest w przypadku spełnienia określonych w projekcie ustawy warunków na maksymalny okres trzech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat, w zależności od decyzji Prezesa URE i etapu rozwoju projektu.

W ramach przyznanych zwolnień, projekt ustawy nakłada na wnioskodawcę określone obowiązki informacyjne względem kręgu potencjalnych zainteresowanych oraz Prezesa URE. Z kolei Prezes URE, w ramach sprawozdania, zobligowany jest do przedstawienia postępów z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz ocenę wpływu udzielonych odstępstw na realizację celów przeprowadzonych projektów.

Ad. 14.

Znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Dodatkowo, projekt zakłada wejście w życie regulacji po 12 miesiącach od dnia ogłoszenia w celu dostosowania loga przez OSD.

Ad. 15.

W projektowanej ustawie proponuje się dodanie w art. 5 ust. 4aa, zgodnie z którym umowę o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych zawiera się w oparciu o ustalony przez przedsiębiorstwo energetyczne wzorzec umowy.

Ad. 16.

W art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, proponuje się dodanie ustępów 3f–3l, które mają na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego podstawy do wymiany informacji oraz koordynowania działań, w zakresie:

- 1) złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz niezbędnych informacji zawartych w wydanych warunkach przyłączenia (a także okoliczności cofnięcia warunków);
- 2) zawierania i realizacji umów o przyłączenie jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 3) uzgodnienia harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej.

Ponadto, w projekcie zaproponowano regulację określającą zasady, na jakich ww. przedsiębiorstwa energetyczne przekazują sobie informacje o jednostkach wytwórczych, które będą przyłączane do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej.

Koordynacja i usprawnienie procesu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej wymaga wymiany pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego – danych i informacji dotyczących planowanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie zamierzeń inwestycyjnych związanych z budową jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym i ich przyłączenia do ww. sieci przesyłowych, w tym informacji wynikających z wniosków o określenie warunków przyłączenia.

Ad. 17.

Proponowana zmiana ma na celu rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego.

Projekt ustawy zakłada również dodanie w art. 9d ust. 1ha, który dopuszcza możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu magazynowania oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu. Działania te mają służyć poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno-energetycznej, w tym w szczególności realizowania przedsięwzięć, o których mowa w art. 19 ust. 1 pkt 4 i 5 lit. b oraz pkt 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), tj. odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych; ograniczania strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego; stosowania, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Podkreślić przy tym należy, że proponowane przepisy mają na celu wyłącznie poprawę efektywności energetycznej umożliwiając operatorom wykorzystanie na potrzeby własne energii traconej w toku prowadzonej działalności. Operatorzy nie tworzą natomiast konkurencji na rynku obrotu energią. Co istotne, mając na uwadze dotychczasową praktykę stosowania przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE 2009/73, należy stwierdzić, że Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość tej produkcji jest nieznaczna i nie wpływa na rynek energii elektrycznej. Wskazać przy tym należy, że przedsięwzięcia obejmujące odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych np. z przesyłem gazu ziemnego są aktualnie realizowane m. in. przez hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (wytwarzanie energii elektrycznej w ramach stacji redukcyjnych i tłoczni gazu).

Ad. 18.

Do projektu ustawy wprowadza się nowe brzmienie definicji sieci gazowej polegające na dodaniu „sieci średnich ciśnień, która jest funkcjonalnie powiązana z siecią gazową wysokich ciśnień”.

Ad. 19.

Do projektu ustawy wprowadza się zmiany w zakresie rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją (m.in. wprowadza się dodatkową przesłankę udzielenia, zmiany i cofnięcia koncesji w postaci rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją). Zmiany te mają na celu odpowiedź na potrzebę nadania Prezesowi URE możliwości oceny całokształtu okoliczności faktycznych i prawnych wnioskodawcy, tak ażeby koncesje były udzielane przedsiębiorstwom, które dają rękojmię prawidłowego wykonywania działalności nimi objętej.

Ad. 20.

W projekcie ustawy wprowadza się doprecyzowanie kompetencji Prezesa URE dotyczącej możliwości nakazania przedsiębiorstwu energetycznemu dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją na okres nie dłuższy niż 2 lata – art. 40 ustawy – Prawo energetyczne, przez wskazanie wprost, że dotyczy to również przedsiębiorstw w upadłości.

Ad. 21.

W projekcie ustawy wprowadza się zmiany w zakresie funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw stworzyła ramy prawne do funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii. W trakcie wypracowywania standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii na podstawie art. 9g ust. 5c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz art. 17 ust 2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, dostrzeżono zagadnienia, które mogłyby, przy błędnej interpretacji, utrudnić funkcjonowanie centralnego systemu informacji rynku energii. W związku z powyższym zdecydowano się na doprecyzowanie odpowiednich przepisów ustawy.

Ad. 22.

Projektowane przepisy zakładają m.in. wprowadzenie definicji „odbiorcy wydzielonego” oraz „wydzielonej jednostki wytwórczej”, co pozwoli na zwiększenie pewności prawnej po stronie podmiotów stosujących prawo. Zdecydowano się również wprowadzić przedmiotowe zwolnienia od obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W projektowanych przepisach przewidziano również liberalizacją postępowania dotyczącego wydania zgody przez Prezesa URE.

Ad. 23.

Przedmiotowym projektem ustawy usuwa się z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy obowiązek udziału w certyfikacji ogólnej wszystkich właścicieli jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW. Aktualnie obowiązek ten dotyczy także tych podmiotów, które nie biorą aktywnego udziału w procesach rynku mocy.

Ad. 24.

W projekcie ustawy dokonuje się rozszerzenia strefy profilu synchronicznego, tak aby obejmowała cały system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec, w celu zapewnienia zgodności z art. 26 rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którym rynek mocy musi być otwarty dla bezpośredniego transgranicznego udziału jednostek znajdujących się w innym państwie członkowskim.

Ad. 25.

Projekt wprowadza przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią odnawialną (tzw. peer-to-peer), co stanowi implementację art. 2 pkt 18 oraz art. 21 ust. 2 lit. a dyrektywy 2018/2001. Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Dyrektywa 2019/944 jest w trakcie transpozycji lub też została niedawno transponowana również w innych państwach członkowskich UE. Rozwiązania, które zostały już wprowadzone i kolejno zostaną wprowadzone w innych państwach członkowskich UE w celu implementacji dyrektywy do krajowego porządku prawnego, będą znane po pełnej implementacji dyrektywy przez państwa członkowskie UE.

W zakresie elastyczności systemu (Ad. 8.)

W Europie prowadzonych jest wiele projektów pilotażowych i prac badawczo-rozwojowych związanych z wykorzystaniem usług elastyczności. Jednocześnie organizacje europejskie zrzeszające operatorów systemów elektroenergetycznych analizują możliwości korzystania z usług elastyczności, wymieniają się doświadczeniami, analizami i koncepcjami wdrożeniowymi. Identyfikowane są potencjalne bariery w celu zwiększenia elastyczności po stronie popytu, dokonywana jest ocena istniejącego prawodawstwa na poziomie Unii Europejskiej w zakresie elastyczności po stronie popytu oraz identyfikacja ewentualnych luk regulacyjnych w zakresie elastyczności po stronie popytu, a wnioski i potrzeby będą analizowane przez Komisję Europejską.

W zakresie możliwości nierynkowego ograniczania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (Ad. 12.)

Przed wejściem w życie przepisów rozporządzenia 2019/943 w krajach UE funkcjonowały różne zasady ograniczania wytwarzania energii elektrycznej z OZE, obejmujące różne podejście do finansowego rekompensowania zmniejszonej produkcji (np. raport *Wind Europe views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch*¹, czerwiec 2016, s. 12 i n.). Według przeglądu dokonanego przez Council of European Energy Regulators za lata 2016–2017², nie wszystkie krajowe systemy prawne w UE traktowały redukcję wytwarzania w instalacjach OZE jako ostateczny środek interwencyjny, jak również nie wszystkie przyznawały w takich sytuacjach prawo do rekompensaty finansowej. Należy się zatem spodziewać, że wiele państw członkowskich UE musi dostosować swoje reżimy prawne do norm wynikających z rozporządzenia 2019/943, które zaczęło obowiązywać od dnia 1 stycznia 2020 r.

Podobnie jak w przypadku Polski, rynkowy mechanizm wyznaczania zasobów do redysponowania ze względów bilansowanych będzie stosowany również w innych krajach, m.in. w Hiszpanii, Szwecji, Holandii oraz Grecji.

Przykładem rynkowego redysponowania jest również Wielka Brytania, gdzie wytwórcy otrzymywali premie za ograniczenia, które były wyższe od potencjalnych strat. Jednak premie uzyskiwane przez wytwórców były historycznie tak duże, że zostały wprowadzone nowe warunki, które pod groźbą kary zabraniały składania zbyt wysokich ofert w razie ograniczeń. Takie rozwiązanie w istocie oznacza próbę zbliżenia do formuły ceny regulowanej. Wysokość rekompensat budzi do dziś w Wielkiej Brytanii publiczne kontrowersje.

Należy jednak pamiętać, że z powodu potencjalnie wysokich kosztów rekompensat i ryzyka nadużycia pozycji rynkowej przez wytwórców występują również przypadki, gdy państwa członkowskie zrezygnowały w całości ze stosowania mechanizmu rynkowego. Niemcy zdecydowały o odstąpieniu od stosowania modelu rynkowego w oparciu o dwie z wymienionych w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 przesłanek, tj. zbyt niską liczbę jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, aby zapewnić skuteczną konkurencję, oraz stan sieci, który prowadziłby do składania ofert strategicznych.

Na podobnym stanowisku kwestionującym zasadność stosowania rynkowego redysponowania stanął również belgijski regulator energetyki. W konsekwencji belgijski operator systemu przesyłowego zamierza korzystać z wyłączenia przewidzianego w wyżej wspomnianym art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Ma to na celu uniemożliwienie działań polegających na nadużyciu pozycji wynikającej z ograniczeń rynkowych. Należy przy tym jednak zauważyć, że w zasadniczej części mechanizm belgijski opiera się o oferty uczestników rynku.

W Irlandii i Irlandii Północnej przygotowany został przez łączoną Komisję ds. jednolitego rynku (SEM) szczegółowy raport na temat implementacji rozporządzenia 2019/943 w zakresie dysponowania i redysponowania. SEM uznała w nim rynek bilansujący za mechanizm rynkowy.

W zakresie piaskownic regulacyjnych (Ad. 13.)

We Francji regulacje prawne dają regulatorowi uprawnienie do zezwalania, w drodze decyzji, na odstępstwa od warunków dostępu i użytkowania sieci i instalacji w celu eksperymentalnego wdrażania innowacyjnych technologii lub usług na rzecz transformacji energetycznej oraz inteligentnych sieci i infrastruktury. Aby eksperymenty te mogły zostać dopuszczone do funkcjonowania w ramach rynku energetycznego, należy przede wszystkim uprawdopodobnić, iż przyczynią się one do osiągnięcia celów polityki energetycznej określonych we francuskim kodeksie energetycznym. Odstępstwa te przyznawane są na maksymalny okres 4 lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na ten sam okres i na takich samych warunkach, jak odstępstwo przyznane pierwotnie.

Aby projekt mógł zostać zakwalifikowany do piaskownicy regulacyjnej, musi spełniać m.in. następujące kryteria:

- przyczynić się do realizacji celów polityki energetycznej,
- mieć innowacyjny wymiar, niezależnie od tego, czy jest to innowacyjna technologia czy usługa,
- wnioskodawca musi wykazać jasno określoną, regulacyjną lub legislacyjną przeszkodę dotyczącą warunków dostępu i użytkowania sieci i instalacji.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt			
Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Projekt nakłada na Prezesa URE obowiązki: – prowadzenia porównywarek ofert cen energii elektrycznej, – prowadzenia wykazów obywatelskich społeczności energetycznych oraz agregatorów, – publikacji na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży

¹ <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf>

² <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>

			energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii, – prowadzenie monitoringu, o którym mowa w dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne art. 23 ust. 2 pkt 18b, – związane z funkcjonowaniem regionalnych centrów koordynacyjnych, – zapewnienie ustalenia zasad dotyczących zamawiania usług elastyczności oraz wymogów związanych z tymi usługami w uzgadnianych lub zatwierdzanych dokumentach, – uzgadnianie wymaganych elementów związanych z usługami elastyczności w planach rozwoju, – zatwierdzanie taryf OSD uwzględniających koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne niezbędne koszty związane z udzielaniem zamówień na te usługi, – konieczność dokonania oceny i zatwierdzenia zasad zaproponowanych przez OSP i OSD, – określanie wytycznych dotyczących kierunku i rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mogą zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci oraz kontrolowanie wykonywania realizacji planów rozwoju sieci w zakresie realizacji wytycznych, – konieczność przygotowania dla ACER sprawozdania zawierającego informacje dot. poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwórczych energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru; ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem; środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości

			potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność, – konieczność sprawdzenia i oceny czy blokowanie importu w trybie day-ahead, intra-day ma wpływ na realizację Planu działania, o którym mowa w art. 15 rozporządzenia 2019/943 (konieczność przygotowania szczegółowych wyjaśnień dla ACER), – rozpatrywanie skarg składanych przez redukowane podmioty, – zapewnienie operatorom systemu odpowiednich przychodów na pokrycie kosztów wypłacanych rekompensat, – dodatkowa analiza kosztów związanych z planowanymi środkami na wypłatę odszkodowania w procesie taryfowym, – uprawnienie do udzielenia odstępstw od stosowania określonych przepisów w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”, kontrola działań podmiotów którym przyznano odstępstwa oraz przygotowywanie nowych elementów sprawozdania w zakresie m.in. przedstawienia postępów z realizacji projektów objętych odstępstwami
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych	188	Rejestr Prezesa URE - Operatorzy systemów elektroenergetycznych: https://rejstry.ure.gov.pl/o/15 [dostęp: 10-12-2021 r.]	– obowiązek dostosowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej do usług elastyczności oraz uwzględnienie w planach rozwoju usług elastyczności, co przyniesie bardziej stabilne i rozłożone w czasie planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, związane z optymalizacją kosztów z jednej strony, ale i z zachowaniem parametrów i jakości świadczonych usług

			dystrybucji energii elektrycznej. – możliwość uwzględniania w planach rozwoju sieci wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, – zmniejszenie ryzyka wyłączeń awaryjnych w systemach dystrybucyjnych, – konieczność akumulacji środków na rekompensaty w przychodach taryfowych, – możliwość wymiany informacji oraz koordynowania działań z operatorami zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, w zakresie wniosków o wydanie warunków przyłączenia jednostek wytwórczych energii elektrycznej do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej, – zawierania i realizacji umów w ww. zakresie oraz uzgodnienia harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, – dostosowanie planów rozwoju sieci do nowych regulacji
Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego	1	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	– obowiązek dostosowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej do wprowadzonego mechanizmu usług systemowych i usług bilansujących, – dzięki elastyczności systemu bardziej stabilne i rozłożone w czasie planowanie rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej, – dodatkowe zadania operatora w zakresie przyjmowania ram współpracy w ramach koordynacji regionalnej, uczestniczenia w sporządzaniu ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym, cyfryzacji sieci przesyłowej oraz zarządzania danymi i cyberbezpieczeństwa, – zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,

			– konieczność akumulacji środków na rekompensaty w przychodach taryfowych
Operator Systemu Przesyłowego Gazowego	1	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Obowiązek opracowania i publikacji wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych
Sąd Najwyższy	1	Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego	Rozpatrywanie skarg kasacyjnych od orzeczeń Sądu Apelacyjnego w Warszawie – właściwego do rozpoznania środków zaskarżenia od orzeczeń SOKiK-u
Sąd Apelacyjny w Warszawie	1	Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego	Rozpoznawanie środków zaskarżenia od orzeczeń Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów
Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów (SOKiK)	1	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Rozpoznawanie odwołań od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w przedmiocie: a) wpisu do wykazu agregatorów i jego wykreślenia, b) zobowiązania stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych albo energii elektrycznej do jej zmiany, c) udzielenia odstępstw od stosowania regulacji ustawowych, d) uznania magazynu energii za w pełni zintegrowany element sieci, czy zobligowania operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu energii
Sprzedawcy energii elektrycznej	414	Rejestr Prezesa URE – OEE https://rejesty.ure.gov.pl/c/1 [dostęp: 10-12-2021 r.]	– dodatkowe obowiązki informacyjne względem odbiorców końcowych energii elektrycznej, – zmodyfikowane postanowienia umowne, do których stosowania zobowiązuje się sprzedawców energii – obowiązek wprowadzenia w ofercie umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej – obowiązek przekazywania Prezesowi URE informacji o obowiązujących ofertach sprzedaży energii w celu prowadzenia porównywarek ofert,

			– obowiązek zawierania wyłącznie umów kompleksowych w zakresie dostarczania energii elektrycznej z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych
Odbiorcy paliw gazowych	Ponad 6,6 mln odbiorców końcowych paliw gazowych	URE: https://www.ure.gov.pl/pl/paliw-a-gazowe/charakterystyka-ryнку/9662,2020.html [dostęp na dzień 10-12-2021 r.]	Zmiana modelu wnoszenia opłaty przyłączeniowej, dzięki czemu obniżone zostaną koszty dla odbiorców końcowych. Zmiana modelu zakładająca, że koszty przyłączenia będą w całości pokrywane przez podmioty przyłączane do sieci przesyłowej gazowej, pozwala uniknąć sytuacji, w której odbiorcy gazu z sieci o niskim ciśnieniu są obciążani kosztami przyłączenia zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, podczas gdy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nie ponoszą kosztów przyłączenia odbiorców do sieci dystrybucyjnej
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	ok. 17,9 mln odbiorców końcowych	Dane ze Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2020 r.	Wzmocnienie roli odbiorcy na rynku energii elektrycznej przez: – zapewnienie dostępu do energii elektrycznej na konkurencyjnych warunkach sprzedaży, – zmienione warunki umowne oraz dodatkowe obowiązki informacyjne sprzedawców względem odbiorców, – prawo dostępu do co najmniej jednego narzędzia porównywania cen energii elektrycznej, – prawo przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich, – prawo do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, – prawo do zawierania umów w zakresie agregacji niezależnych od sprzedaży energii elektrycznej, – prawo odbiorców, którym grozi odłączenie, do uzyskania informacji na temat rozwiązań alternatywnych, takich jak plany płatności lub moratorium, z odpowiednim wyprzedzeniem,

			– zapewnienie obowiązku zawierania przez sprzedawców wyłącznie umów kompleksowych z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w zakresie dostarczania energii, co ma na celu ochronę odbiorcy na rynku energii, – zapewnienie większej stabilności dostaw energii elektrycznej przy optymalizacji kosztów rozwoju sieci i związanych z tym stawek opłat za dystrybucję energii elektrycznej, – aktywizacja użytkowników systemu przez tworzenie ram i zachęt dla świadczenia usług elastyczności, – zwiększenie możliwości rozwoju źródeł rozproszonych w Polsce, – aktywizacja prosumentów energii odnawialnej na rynku, w tym umożliwienie osobnego rozliczania energii pobranej z sieci oraz nadwyżek wytworzonej energii elektrycznej wprowadzonych do sieci
Liczba instalacji FW i PV	3120	URE (wg. stanu na dzień 30 czerwca 2021 r.)	– ryzyko redukcji poziomu wytwarzania energii elektrycznej w sytuacjach zagrażających bezpieczeństwu pracy sieci elektroenergetycznej oraz funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego, – obowiązek podporządkowania się poleceniom operatorów systemów elektroenergetycznych, – wprowadzenie przejrzystych i klarownych zasad rozliczeń zgodnych z prawem UE z tytułu redukcji generacji (rekompensata finansowa), – zwiększenie bezpieczeństwa prawnego dla potencjalnych inwestycji w nowe FW i PV w zakresie prawa do otrzymania pełnej rekompensaty finansowej za zredukowaną generację, – zwiększenie możliwości rozwoju FW i PV w Polsce
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 lobbiningowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny. Projekt został przekazany do konsultacji na 21 dni do następujących podmiotów:

1. Agencja Rynku Energii S.A.;
2. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
3. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
4. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
5. Towarzystwo Obrotu Energią;
6. Polski Komitet Energii Elektrycznej;
7. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
8. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu;
9. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji;
10. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
11. Stowarzyszenie Elektryków Polskich;
12. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.;
13. Polska Izba Magazynów Energii;
14. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej;
15. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
16. Towarowa Giełda Energii S.A.;
17. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
18. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
19. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
20. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
21. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
22. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
23. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
24. Gaz - System S.A.;
25. Izba Gospodarcza Gazownictwa;
26. Instytut Nafty i Gazu;
27. OGP Gaz-System S.A.;
28. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.;
29. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Oddział Detaliczny sp. z o. o.;
30. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.;
31. EuRoPol Gaz S.A.;
32. Gas Storage Poland sp. z o. o.;
33. Synthos Green Energy S.A.;
34. Ogólnopolski Związek Zawodowy Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Projekt został przekazany do zaopiniowania na 30 dni następującym podmiotom:

1. Młodzieżowej Radzie Klimatycznej;
2. Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki;
3. Koordynatorowi do spraw Negocjacji;
4. Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
5. Prezesowi Urzędu Ochrony Danych Osobowych.

Projekt został przekazany na 30 dni do następujących reprezentatywnych związków zawodowych:

1. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;
2. Forum Związków Zawodowych;
3. Niezależny Samorządny Związek Zawodowy NSZZ „Solidarność”.

Projekt został przekazany na 30 dni następującym reprezentatywnym organizacjom pracodawców:

1. Konfederacji Lewiatan;
2. Business Centre Club;
3. Związkowi Przedsiębiorców i Pracodawców;
4. Pracodawcom Rzeczypospolitej Polskiej;
5. Związkowi Rzemiosła Polskiego;
6. Federacji Przedsiębiorców Polskich.

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 podlegał opiniowaniu (w terminie 30 dni) przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż 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 wymagał przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu. Wyniki konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2023 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	Nie dotyczy											

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 (2023)	1 (2024)	2 (2025)	3 (2026)	10 (2030)	Łącznie (0-10)
Wariant średni ³ / Wariant maksymalny ⁴							
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2023 r.) ⁵	duże przedsiębiorstwa	-5,5/ -11,4	-8,4/ -16	-12,4/ -21,6	-6,9/ -13,9	-40,9/ -128,2	-76,6/ -198,2
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-3,2/ -6,6	-4,9/ -9,2	-7,2/ -12,5	-4/ -8	-31,9/ -100	-52,5/ -140,4

³ Wariant średni – reprezentuje spodziewany koszt redysponowania FW i PV, wyznaczony dla średnich warunków klimatycznych w latach 1982–2019.

⁴ Wariant maksymalny - reprezentuje spodziewany koszt redysponowania FW i PV, wyznaczony dla najmniej sprzyjających warunków klimatycznych w latach 1982–2019.

⁵ W zakresie nierynkowej redukcji OZE.

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe, w tym osoby niepełnosprawne i osoby starsze	-2,5/ -5,2	-3,8/ -7,1	-5,8/ -10	-3,1/ -6,2	-18,8/ -59	-35/ -90,6
	Łącznie	-11,1/ -23,2	-17,1/ -32,4	-25,4/ -44,1	-14/ -28	-91,5/ -287,1	-164,2/ -429,2
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projektowana regulacja będzie miała pozytywny wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorców. Proponowane zmiany: 1) pozwolą na korzystanie z usług elastyczności przez OSD, tym samym utrzymanie stabilnej pracy sieci i dotrzymania parametrów jakości oraz niezawodności dostaw. Korzystanie przez OSD z elastyczności systemu do zarządzania ograniczeniami w sieci i zarządzania jej rozwojem stworzy alternatywę do rozbudowy sieci lub odsunięcia jej w czasie, przyczyniając się jednocześnie do zwiększonej pewności dostaw energii elektrycznej, stabilność stawek opłat za dystrybucję energii elektrycznej związanej z rozłożonym w czasie rozwojem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej; 2) stworzą ramy prawne do działania agregacji, co umożliwi pojawienie się na rynku nowego podmiotu, traktowanego na równi z innymi uczestnikami rynku, co pozwoli na rozwijanie się działalności w tym zakresie i przyniesie korzyści uczestnikom rynku; 3) umożliwią odbiorcom (w tym przedsiębiorcom) uzyskiwanie korzyści płynących z agregacji produkcji i dostaw na większych obszarach dzięki czemu będą mogli dostosowywać zużycie energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, a w zamian za to będą mogli korzystać z niższych cen energii lub otrzymywać inne zachęty finansowe; 4) ograniczą ryzyko wystąpienia awarii, zwiększą pewność dostaw energii elektrycznej, w tym ograniczenie prawdopodobieństwa wyłączeń awaryjnych; 5) w przypadku wytwórców FW i PV– wpływ neutralny (rekompensacie podlegają utracone przychody).					
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe, w tym osoby niepełnosprawne i osoby starsze	Projektowana regulacja będzie miała pozytywny wpływ na rodzinę, obywateli oraz gospodarstwa domowe, w tym osoby niepełnosprawne i osoby starsze, przez: 1) możliwość bezpośredniego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, w szczególności przez dostosowywanie zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w zamian za niższe ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe oraz możliwość uczestniczenia w obywatelskich społecznościach energetycznych. Powyższe będzie wymagało analizy własnego sposobu korzystania z energii elektrycznej, rezygnacji z przyzwyczajzeń i utrwalenia nowych dobrych nawyków w aspekcie użytkowania energii elektrycznej dzięki czemu korzystanie z niej będzie bardziej efektywne; 2) korzystanie z szerszej oferty spółek obrotu w wyniku rosnącej konkurencji na rynku energii elektrycznej; 3) skrócenie czasu potrzebnego do zmiany sprzedawcy, dzięki technicznej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny, co może zachęcić konsumentów do poszukiwania lepszych ofert energii i do zmiany sprzedawcy; 4) wprowadzenie niezależnego narzędzia porównywania ofert stanowiącego skuteczny środek umożliwiający odbiorcom ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert energii. Takie narzędzie obniży koszty wyszukiwania, ponieważ odbiorcy nie będą już musieli zbierać informacji od poszczególnych sprzedawców i usługodawców, a także może zapewnić właściwą równowagę między zapotrzebowaniem na jasne i zwięzłe informacje, a zarazem na informacje kompletne i wyczerpujące; 5) wprowadzenie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, co pozwoli na dostosowywanie swojego zużycia w odpowiedzi na sygnały cenowe w czasie rzeczywistym, odzwierciedlającym wartość i koszt energii elektrycznej lub przesyłu w różnych okresach; 6) zwiększoną pewność dostaw energii elektrycznej, stabilność stawek opłat za dystrybucję energii elektrycznej związaną z rozłożonym w czasie rozwojem					

		sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Możliwość świadczenia usług elastyczności; 7) zmianę modelu wnoszenia opłaty przyłączeniowej, dzięki czemu obniżone zostaną koszty dla odbiorców końcowych. Zmiana modelu zakładająca, że koszty przyłączenia będą w całości pokrywane przez podmioty przyłączane do sieci przesyłowej gazowej, pozwala uniknąć sytuacji, w której odbiorcy gazu z sieci o niskim ciśnieniu są obciążani kosztami przyłączenia zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, podczas gdy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nie ponoszą kosztów przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej.																				
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	1) Założeniem wykorzystywania usług elastyczności jest m.in. ograniczenie lub rozłożenie w czasie części kosztów OSD, a w szczególności nakładów inwestycyjnych związanych z rozwojem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej (CAPEX). W zamian pojawiają się koszty (OPEX) nabywania usług elastyczności przez OSD od użytkowników systemu. Bilans, a co się z tym wiąże wpływ na dochody ogółem oraz funkcjonowanie przedsiębiorstw, rodzin, obywateli i gospodarstw domowych, będzie neutralny. 2) Obliczenia dotyczące szacowanych skutków wydawanych poleceń zmniejszania wytwarzanej mocy elektrycznej, w ujęciu pieniężnym, bazują na: – danych o warunkach pogodowych dla lat klimatycznych ENTSO-E, w kontekście wyznaczenia szacunkowego rocznego wolumenu energii zredukowanej, – obliczeniach rekompensaty finansowej powstałej w wyniku zredukowania generacji w FW i PV, w kontekście wyznaczenia całkowitych rocznych kosztów szacunkowych redysponowania FW i PV, – podziale łącznych kosztów na grupy odbiorców, wynikającym z danych ARE dotyczących wolumenów sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców w 2018 r. Metoda obliczeń oparta o lata klimatyczne jest wykorzystywana do prowadzenia analiz takich jak Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) czy The 10-year network development plan (TYNDP). Pozwala to na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi parametrami określającymi warunki hydrologiczne, wietrzność, nasłonecznienie i temperaturę zewnętrzną, co umożliwia ocenę pracy KSE z uwzględnieniem jednoczesności występowania tych zjawisk. W tabeli poniżej przedstawiono spodziewane roczne zapotrzebowania netto na energię elektryczną w KSE w analizowanych latach, wynikające z analiz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, które zostały wykorzystane do opracowania profili godzinowych lat klimatycznych. <table><tr><td>Rok</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2025</td><td>2030</td></tr><tr><td>Zapotrzebowanie netto na energię KSE [TWh]</td><td>155</td><td>157</td><td>162</td><td>179</td></tr></table> Prognozy rozwoju FW i PV dla lat 2020–2025 zostały określone na podstawie danych o spodziewanym wolumenie mocy zainstalowanej, która będzie dostępna w latach 2021–2025 (m.in. wydane warunki przyłączenia, wyniki aukcji OZE, podpisane umowy przyłączeniowe, ankietyzacja sektora wytwórczego). Dla 2030 r. prognozę rozwoju tych źródeł przyjęto zgodnie ze scenariuszem bazowym z <i>Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030</i>, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, zatwierdzonego przez Prezesa URE. W tabeli poniżej przedstawiono prognozy rozwoju tych źródeł. <table><tr><td>Rok</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2025</td><td>2030</td></tr><tr><td>Rozwój instalacji fotowoltaicznych [MW]</td><td>3 481</td><td>4 363</td><td>4 588</td><td>6 617</td></tr></table>		Rok	2022	2023	2025	2030	Zapotrzebowanie netto na energię KSE [TWh]	155	157	162	179	Rok	2022	2023	2025	2030	Rozwój instalacji fotowoltaicznych [MW]	3 481	4 363	4 588	6 617
Rok	2022	2023	2025	2030																		
Zapotrzebowanie netto na energię KSE [TWh]	155	157	162	179																		
Rok	2022	2023	2025	2030																		
Rozwój instalacji fotowoltaicznych [MW]	3 481	4 363	4 588	6 617																		

Rozwój farm wiatrowych lądowych [MW]	6 967	7 713	8 013	9 919
Rozwój farm wiatrowych morskich [MW]	0	0	0	3 600

Na podstawie powyższych danych zostały obliczone maksymalne i średnie spodziewane wielkości energii zredukowanej w FW i PV w analizowanych latach. Energia zredukowana została wyznaczona na podstawie różnicy między zapotrzebowaniem na moc elektryczną oraz spodziewanych wartości generacji FW i PV, przy uwzględnieniu generacji z pozostałych źródeł centralnie niedysponowanych (np. elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe) i wymaganych mocy regulacyjnych w elektrowniach konwencjonalnych. Średnia wartość energii zredukowanej w danym roku (tzw. wariant średni) jest wyznaczona jako średnia z wszystkich analizowanych historycznych kształtów przebiegu rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz warunków klimatycznych przyjętych na dany rok. Wartość maksymalna energii zredukowanej w danym roku (tzw. wariant maksymalny) wskazuje najwyższy wynik z wszystkich analiz przeprowadzanych dla danego roku. Wyniki obliczeń energii zredukowanej są przedstawione w tabeli poniżej.

Rok	2022	2023	2025	2030
Średnia energia redukowana [MWh] (Wariant średni)	94 674	142 465	80 541	668 818
Maksymalna energia redukowana [MWh] (Wariant maksymalny)	179 130	247 483	160 921	2 098 310

Wyliczenia rekompensaty finansowej z tytułu zmniejszonego wytwarzania dla powyższych danych bazują na cenach, które są charakterystyczne dla okresów, w których redukcja generacji jest najbardziej spodziewana, tj. okresów świątecznych o obniżonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną:

- Cena CRO: **62,25 zł/MWh**
- Cena Zielonych Certyfikatów: **126,31 zł/MWh**
- Średnia cena wsparcia w systemie aukcyjnym: **192,73 zł/MWh** (średnia cena z cen maksymalnych i minimalnych z dwóch aukcji: AZ/6/2019 i AZ/6/2018)

Należy podkreślić, że powyższe wyliczenia są oszacowaniem, wykonanym według wiedzy na dzień jej sporządzenia. Rzeczywiste koszty działań związanych z redukcją produkcji w źródłach OZE będą zależały od wielu zmiennych czynników, w szczególności: warunków pogodowych, sytuacji bilansowej w krajowym systemie elektroenergetycznym, długości okresów niskiego zapotrzebowania na moc w KSE, a także rynkowych cen energii elektrycznej oraz cen w ramach systemów wsparcia. Z tego względu nie jest możliwe jednoznaczne wskazanie dokładnego poziomu kosztów które zostaną poniesione przez OSP i OSD, natomiast jest prawdopodobnym, że rzeczywiste koszty nierynkowej redukcji generacji z FW i PV mogą być niższe od tych wskazanych w wariancie średnim. W miarę rozwoju usług elastyczności, jest wysoce prawdopodobnym, że koszty związane z redysponowaniem powinny być niższe, szczególnie w 2030 r.

Szacowane koszty redysponowania zostaną uwzględnione w kalkulacji taryf za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w związku z tym, że rekompensaty finansowe będą zaliczone do kategorii kosztów uzasadnionych, które podlegają ocenie regulatora. W związku z tym może dojść do wzrostu opłat nałożonych na odbiorców energii elektrycznej. Jednocześnie podkreślić należy, że ww. mechanizm będzie wykorzystywany przez operatorów jako ostateczny środek zaradczy dla zbilansowania zapotrzebowania z generacją w KSE, a sposób kalkulacji oraz zasady rozliczenia rekompensat będą ustalane przez operatorów w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, szeroko konsultowanych z uczestnikami rynku i zatwierdzanych przez Prezesa URE.

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:

Skrócenie czasu na załatwienie sprawy:

- wprowadzenie regulacji umożliwiających techniczną zmianę sprzedawcy w 24 godziny będzie skutkowało skróceniem czasu na załatwienie tych spraw, który obecnie wynosi ok. 21 dni,
- w projekcie ustawy proponuje się nałożenie na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązku przekazywania do 20. dnia każdego miesiąca operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego gazowego informacji o wydanych w poprzednim miesiącu warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz o zawartych umowach o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej dla podmiotów o prognozowanym zużyciu powyżej 100 m³/h
- ma to na celu usprawnienie zarządzania rozwojem sieci przesyłowej przez m.in. zapewnienie informacji umożliwiających planowanie rozbudowy sieci przesyłowej.

Zwiększenie liczby dokumentów:

- nałożenie na sprzedawców energii elektrycznej obowiązku dostarczania odbiorcom końcowym energii elektrycznej, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy oraz innych informacji, wynikających ze zmiany regulacji, spowoduje obowiązek przedłożenia przez sprzedawców większej niż dotychczas liczby dokumentów,
- podmioty ubiegające się o wpis się do wykazów agregatorów lub obywatelskich społeczności obywatelskich będą zobowiązane do przedłożenia odpowiednich dokumentów wraz z wnioskiem o wpis do wykazu, co spowoduje zwiększenie liczby dokumentów sporządzanych na potrzeby wpisu.

Zwiększenie liczby procedur:

- nałożone na sprzedawców energii nowe obowiązki informacyjne, w tym związane z informowaniem odbiorców końcowych energii elektrycznej o możliwości zakupu przez odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy co kwartał, spowodują podjęcie dodatkowych działań przez te podmioty,
- dostępność ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert, nałoży na sprzedawców energii obowiązek przedkładania aktualnych danych do Prezesa URE,
- wprowadzenie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej nałoży dodatkowe obowiązki na sprzedawców energii, związane z wprowadzeniem umowy do oferty,
- wykonywanie nałożonych przez ustawę zadań przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, tj. zakup usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego czy zakup usług elastyczności spowoduje podjęcie dodatkowych działań przez te podmioty, w tym zwiększoną liczbę procedur,
- konieczność wpisu do odpowiednich wykazów agregatorów oraz obywatelskich społeczności energetycznych związane jest ze złożeniem przez te podmioty wniosków o wpis do Prezesa URE,
- nałożenie dodatkowych obowiązków na Prezesa URE w zakresie monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej zwiększy ilość zadań regulatora, tym samym liczbę procedur,
- wprowadzenie możliwości zgłoszenia Prezesowi URE, przez każdego odbiorcę końcowego, którego prawa związane z wykonywaniem obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego mogły zostać naruszone – zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków może wiązać się ze zwiększoną liczbą procedur, w związku z obsługą tych spraw.

9. Wpływ na rynek pracy

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w związku z pojawieniem się nowych podmiotów na rynku energii, tj. agregatorów.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Dzięki rozwojowi technologii rozproszonego wytwarzania energii oraz wzmocnieniu pozycji konsumentów energetyka obywatelska stanie się opłacalnym sposobem zaspokojenia potrzeb i oczekiwań obywateli dotyczących źródeł energii, usług i zaangażowania podmiotów lokalnych. Dzięki rozwojowi energetyki obywatelskiej umożliwi się także uczestniczenie w rynkach energii elektrycznej pewnym grupom odbiorców, które w przeciwnym razie nie mogłyby skorzystać z takiej możliwości, co wzmocni udział lokalnych podmiotów w rynku energii elektrycznej i przyczyni się do rozwoju regionów. W związku z rozszerzeniem katalogu decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które podlegają zaskarżeniu do SOKiK, o decyzje w przedmiocie: a) wpisu do wykazu agregatorów i jego wykreślenia, b) zobowiązania stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych albo energii elektrycznej do jej zmiany, c) udzielenia odstępstw od stosowania regulacji ustawowych, d) uznania magazynu energii za w pełni zintegrowany element sieci, czy zobligowania operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu energii – spodziewany jest wzrost obciążenia SOKiK, a także Sądu Apelacyjnego w Warszawie (właściwego do rozpoznania środków zaskarżenia od orzeczeń SOKiK-u), jak również Sądu Najwyższego (vide art. 479⁵⁶ § 2 k.p.c.).
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Zgodnie z art. 35 projektu, ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem: 1) art. 1 pkt 5 lit. b, pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3b, pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4e oraz pkt 13 lit. c, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia; 2) art. 1 pkt 6 lit. f w zakresie art. 5 ust. 3a oraz pkt 6 lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 1 lit. a, a także art. 18, które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) art. 1 pkt 6 lit. i w zakresie art. 5 ust. 4f–4i, lit. k, lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 1 lit. b i lit. n, pkt 11 w zakresie art. 5b⁴, pkt 19 lit. c, pkt 39 w zakresie art. 11zm–11zo oraz pkt 54, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) art. 1 pkt 2 lit. s, pkt 6 lit. c tiret drugie i lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 2, pkt 7 w zakresie art. 5a¹ ust. 4, pkt 11 w zakresie art. 5b⁴ ust. 2 pkt 6, pkt 37 oraz pkt 45 lit. a tiret dziesiąte w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. l, a także art. 7 pkt 1 lit. b oraz pkt 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.; 5) art. 1 pkt 2 lit. a, b, m i n, pkt 6 lit. b w zakresie dodanych wyrazów „paliw gazowych” oraz lit. o i p, pkt 8 i 9, pkt 19 lit. b tiret szóste, pkt 23 lit. c i d, pkt 33 lit. a, pkt 34–36 oraz pkt 65 lit. a tiret szóste, siódme i ósme oraz lit. e, a także art. 21–23, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.; 6) art. 1 pkt 5 lit. c i d, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Monitorowanie celów niniejszej regulacji będzie możliwe przez: – coroczne raporty, o których mowa w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, przedkładane organowi regulacyjnemu, które pozwolą na monitorowanie stosowania przez operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych sytuacji na rynku związanej z nierynkową redukcją OZE, – wykazy agregatorów oraz obywatelskich społeczności energetycznych prowadzone przez Prezesa URE pozwolą na monitorowanie rozwoju rynku w zakresie rozwoju nowych podmiotów na rynku energii, – publikowanie corocznego raportu przez Prezesa URE nt. zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej oraz wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami, pozwoli ocenić stopień rozwoju rynku w tym zakresie; – publikowanie przez Prezesa URE, co najmniej raz w roku, zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności ceny sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii pozwoli na monitoring rozwoju konkurencyjnego rynku energii.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	

TABELA częściowej transpozycji
Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł
odnawialnych
– w zakresie obywatelskich społeczności energetycznych oraz partnerskiego handlu energią odnawialną

Skróty i akty prawne wykorzystane w przedmiotowej tabeli korelacji	Projekt UC 74 – projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450) [treść przepisów według daty przekazywania obecnej tabeli]
TYTUŁ WDRAŻANEGO AKTU PRAWNEGO	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

JEDN. RED.	TREŚĆ PRZEPISU UE	KONIECZNOŚĆ WDROŻENIA T/N	JEDN. RED.	TREŚĆ PRZEPISÓW PROJEKTU USTAWY
Art. 2 pkt 16	16) „społeczność energetyczna działająca w zakresie energii odnawialnej” oznacza podmiot prawny: a) który, zgodnie z mającym zastosowanie prawem krajowym, opiera się na otwartym i dobrowolnym uczestnictwie, jest niezależny i jest skutecznie kontrolowany przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych; b) którego udziałowcy lub członkowie są osobami fizycznymi, MŚP lub organami lokalnymi, w tym gminnymi; c) którego podstawowym celem – zamiast przynoszenia zysków finansowych – jest raczej przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych jego udziałowcom, członkom lub lokalnym obszarom, na których on działa;	T	Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy UC74 – dodanie pkt 13f w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej b) za główny cel ma zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność, c) może zajmować się: – w odniesieniu do energii elektrycznej: – wytwarzaniem, zużywaniem lub – dystrybucją, lub – sprzedażą, lub – obrotem, lub – agregacją, lub – magazynowaniem, lub – realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub – świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, lub – świadczeniem innych usług na rynkach energii elektrycznej, w tym usług systemowych lub usług elastyczności, lub – wytwarzaniem, zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 1, 2, 3 i 3b ustawy z dnia 20

				lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687);”;
Art. 21	Prosumenci energii odnawialnej 1. Państwa członkowskie zapewniają, by w oparciu o niniejszy artykuł konsumenci mieli prawo stać się prosumentami energii odnawialnej. 2. Państwa członkowskie zapewniają, by prosumenci energii odnawialnej, działający samodzielnie lub za pośrednictwem koncentratorów, mieli prawo: a) wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby,) przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji odnawialnej energii elektrycznej, w tym poprzez umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej, za pośrednictwem dostawców energii elektrycznej i poprzez ustalenia w zakresie partnerskiego (peer-to-peer) handlu, jednocześnie nie podlegając: (i) odnośnie do energii elektrycznej, którą pobierają z sieci lub) którą do sieci wprowadzają – dyskryminacyjnym lub nieproporcjonalnym procedurom i opłatom oraz opłatom sieciowym nieodzwierciedlającym kosztów; (i) odnośnie do samodzielnie wytworzonej energii i) elektrycznej ze źródeł odnawialnych pozostającej w ich obiektach – dyskryminacyjnym lub nieproporcjonalnym procedurom i wszelkim opłatom; b) instalować i eksploatować systemy magazynowania energii) elektrycznej połączone z instalacjami wytwarzającymi odnawialną energię elektryczną na własny użytek bez podlegania jakimkolwiek podwójnym opłatom, w tym opłatom sieciowym za zmagazynowaną energię elektryczną pozostającą w ich obiektach; c) zachować swoje prawa i obowiązki jako odbiorcy końcowi; dotrzymać wynagrodzenie, w stosownych przypadkach) również z systemów wsparcia, za samodzielnie wytworzoną odnawialną energię elektryczną, którą wprowadzają do sieci, odzwierciedlające wartość rynkową tej energii elektrycznej i mogące uwzględnić jej długoterminową wartość dla sieci, środowiska i społeczeństwa. 3. Państwa członkowskie mogą stosować wobec prosumentów energii odnawialnej niedyskryminacyjne i proporcjonalne opłaty odnośnie do samodzielnie wytworzonej odnawialnej energii elektrycznej pozostającej w ich obiektach w następujących przypadkach: a) jeśli samodzielnie wytworzona odnawialna energia) elektryczna jest efektywnie wspierana przez systemy wsparcia – i jedynie w zakresie, w jakim opłacalność	T	Art. 1 pkt 2 lit. u w zakresie dodania pkt 55c w art. 3, Art. 1 pkt 6 w zakresie dodania ust. 4 w art. 5a¹, Art. 1 pkt 11 w zakresie dodania pkt 6 w ust. 2 art. 5b⁴, Art. 1 pkt 23 lit. g w zakresie zmiany brzmienia ust. 6b w art. 9g, Art. 1 pkt 45 lit. a tiret dziesiąte w zakresie dodania lit. l w ust. 2	Art. 3. 55c) partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 27¹ ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;”; Art. 5a¹. 4. Umowa, o której mowa w ust. 1, może przewidywać także udostępnienie stronom tej umowy platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 3a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W takim przypadku umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera również zasady i warunki realizacji usług udostępniania tej platformy. Art. 5b⁴. ust. 2 6) wskazanie, czy agregator zamierza prowadzić działalność również przy użyciu platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii; Art. 9g 6b. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej, w tym będącej przedmiotem partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie. Art. 23 ust. 2 pkt 18b l) funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju;”;

	ekonomiczna projektu i efekt zachęty takiego wsparcia pozostają nienaruszone; bod 1 grudnia 2026 r., jeśli ogólny udział instalacji na własny) użytek przekracza 8 % całkowitej zainstalowanej mocy elektrycznej w danym państwie członkowskim oraz jeżeli zostanie wykazane w drodze oceny kosztów i korzyści dokonanej przez krajowy organ regulacyjny tego państwa członkowskiego, przeprowadzonej w drodze otwartego, przejrzystego i partycypacyjnego procesu, że przepis określony w ust. 2 lit. a) ppkt (ii) prowadzi do znacznego nieproporcjonalnego obciążenia długoterminowej stabilności finansowej systemu elektrycznego albo że tworzy zachętę wykraczającą poza to, co jest obiektywnie niezbędne do osiągnięcia opłacalnego rozpowszechniania energii odnawialnej i jeśli takie obciążenie albo taka zachęta nie mogą być zminimalizowane przez podjęcie innych rozsądnych działań; lub c) jeśli samodzielnie wytworzona odnawialna energia) elektryczna jest produkowana w instalacjach o całkowitej zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 30 kW. 4. Państwa członkowskie zapewniają, aby prosumenci energii odnawialnej zlokalizowani w tym samym budynku, w tym w budynku wielomieszkaniowym, mieli prawo podejmować wspólnie działania, o których mowa w ust. 2, i mogli dokonywać ustaleń w zakresie dzielenia się między sobą energią odnawialnych produkowaną w ich siedzibie lub siedzibach, bez uszczerbku dla opłat sieciowych i innych odpowiednich opłat i podatków mających zastosowanie do każdego prosumenta energii odnawialnej. Państwa członkowskie mogą wprowadzić zróżnicowanie pomiędzy indywidualnymi prosumentami energii odnawialnej a działającymi grupowo prosumentami energii odnawialnej. Wszelkie takie zróżnicowanie musi być proporcjonalne i należyte uzasadnione. 5. Strona trzecia może być właścicielem instalacji prosumenta energii odnawialnej lub może zarządzać taką instalacją w zakresie instalacji, eksploatacji, w tym pomiarów, oraz konserwacji, pod warunkiem że podlega ona instrukcjom prosumenta energii odnawialnej. Takiej strony trzeciej nie uznaje się za prosumenta energii odnawialnej. 6. Państwa członkowskie wprowadzają ramy sprzyjające promowaniu i ułatwianiu rozwoju prosumpcji energii odnawialnej, w oparciu o ocenę istniejących nieuzasadnionych bariery dla prosumpcji energii odnawialnej		pkt 18b w art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 7 pkt 1 lit. b w zakresie dodania 27¹ w art. 2, pkt 2 i 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	Art. 2: 27¹) partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – sprzedaż energii wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej albo prosumenta zbiorowego energii odnawialnej innym użytkownikom systemu na podstawie umowy określającej, w szczególności, warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między stronami tej umowy albo za pośrednictwem będących stroną trzecią użytkownika systemu lub spółki prowadzącej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 170, 1488 i 1933) Art. 3a. 1. Pośredniczenie w partnerskim handlu energią z odnawialnych źródeł energii stanowi obrót w rozumieniu art. 3 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne. 2. Umowy w ramach partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii zawiera się, rozlicza i rozwiązuje z wykorzystaniem platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, przez którą rozumie się internetową platformę handlową w rozumieniu załącznika 2 do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2022 r. poz. 1863) umożliwiającą zautomatyzowane wykonanie transakcji i płatności bezpośrednio między stronami tych umów albo za pośrednictwem strony trzeciej. Art. 4: 15. Prosument energii odnawialnej, korzystający z rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 albo ust. 1a, oraz inny użytkownik systemu, którzy są stroną umowy sprzedaży w ramach partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, informują rozliczających ich sprzedawców o ilości energii elektrycznej sprzedanej i kupionej na podstawie tej umowy, po uprzednim ustaleniu z tymi sprzedawcami sposobu i częstotliwości przekazywania tych informacji. 16. Przekazywanie informacji, o których mowa w ust. 15, może odbywać się za pośrednictwem strony trzeciej. 17. Energia elektryczna, o której mowa w ust. 15, nie podlega rozliczeniu, o którym mowa w ust. 1 i 1a.

	na ich terytorium i w ich sieciach energetycznych oraz jej potencjału. Takie ramy sprzyjające między innymi: a) dotyczą kwestii dostępności prosumpcji energii odnawialnej) dla wszystkich odbiorców końcowych, w tym gospodarstw domowych o niskich dochodach lub w trudnej sytuacji; b) dotyczą nieuzasadnionych barier dla finansowania projektów) na rynku i środków ułatwiających dostęp do finansowania; c) dotyczą innych nieuzasadnionych barier dla prosumpcji) energii odnawialnej, w tym dla najemców; d) dotyczą zachęt dla właścicieli budynków, by tworzyli) możliwości w zakresie prosumpcji energii odnawialnej, w tym dla najemców; e) przyznają prosumentom energii odnawialnej, w odniesieniu) do samodzielnie wytworzonej, wprowadzonej przez nich do sieci odnawialnej energii elektrycznej, niedyskryminacyjny dostęp do odpowiednich, istniejących systemów wsparcia, a także do wszystkich segmentów rynku energii elektrycznej; f) zapewniają, by prosumenci energii odnawialnej uczestniczyli) w odpowiedni i wyważony sposób w ogólnym podziale kosztów systemu, gdy energia elektryczna jest wprowadzana do sieci. Państwa członkowskie dołączają podsumowanie swoich polityk i środków będących częścią sprzyjających ram i ocenę wdrożenia tych polityk i środków, odpowiednio, w ich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu oraz w sprawozdaniach z postępów na mocy rozporządzenia (UE) 2018/1999. 7. Niniejszy artykuł stosuje się bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE.		Art. 35 pkt 4 projektu UC74	Art. 35 4) art. 1 pkt 2 lit. s, pkt 6 lit. c tiret drugie i lit. m w zakresie art. 5 ust. 6ca pkt 2, pkt 7 w zakresie art. 5a¹ ust. 4, pkt 11 w zakresie art. 5b⁴ ust. 2 pkt 6, pkt 37 oraz pkt 45 lit. a tiret dziesiąte w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. l, a także art. 7 pkt 1 lit. b oraz pkt 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.; 5) art. 1 pkt 2 lit. a, b, m i n, pkt 6 lit. b w zakresie dodanych wyrazów „paliw gazowych” oraz lit. o i p, pkt 8 i 9, pkt 19 lit. b tiret szóste, pkt 23 lit. c i d, pkt 33 lit. a, pkt 34–36 oraz pkt 65 lit. a tiret szóste, siódme i ósme oraz lit. e, a także art. 21–23, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.;
Art. 22	Spoločnosti energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, w szczególności gospodarstwa domowe, byli uprawnieni do uczestniczenia w społecznościach energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej przy zachowaniu swoich praw lub obowiązków jako odbiorców końcowych i bez podlegania nieuzasadnionym lub dyskryminacyjnym warunkom lub procedurom, które uniemożliwiałyby ich udział w społecznościach energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej, pod warunkiem że w przypadku	T	(UC74) Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy – dodanie pkt 13f w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 i 641), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej

energii odnawialnej w celu ułatwienia transferów energii w ramach społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej; d) społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej podlegały sprawiedliwym, proporcjonalnym i przejrzystym procedurom, w tym procedurom w zakresie rejestracji i wydawania koncesji, oraz ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe, jak również odpowiednie opłaty i podatki, co zapewni, że w adekwatny, sprawiedliwy i wyważony sposób będą one uczestniczyć w ogólnym podziale kosztów systemu zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą dystrybuowanych źródeł energii opracowaną przez właściwe organy krajowe; e) społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej nie podlegały dyskryminacyjnemu traktowaniu w odniesieniu do ich działalności, praw i obowiązków jako odbiorcy końcowi, producenci, dostawcy, operatorzy systemu dystrybucyjnego lub jako inni uczestnicy rynku; f) udział w społecznościach energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej był otwarty dla wszystkich konsumentów, w tym gospodarstw domowych o niskich dochodach lub w trudnej sytuacji; g) dostępne były narzędzia ułatwiające dostęp do finansowania i informacji; h) udzielane było wsparcie regulacyjne i wsparcie na rzecz budowania potencjału dla organów publicznych w umożliwianiu powstawania i tworzeniu społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej, w tym w pomaganiu władzom w bezpośrednim uczestnictwie; i) powstały przepisy gwarantujące równe i niedyskryminujące traktowanie konsumentów, którzy uczestniczą w społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej. 5. Główne elementy ułatwiających ram, o których mowa w ust. 4, i ich wdrażania są częścią aktualizacji zintegrowanych krajowych planów państw członkowskich w dziedzinie energii		decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom posiadającym miejsce zamieszkania lub siedzibę na terenie działania tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. 3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują: 1) średnim przedsiębiorcom w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców; 2) podmiotom, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2, 4–8 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2022 r. poz. 574, z późn. zm.¹⁾). Art. 11zj. Członek, udziałowiec lub wspólnik obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje prawa i obowiązki wynikające z jego statusu jako odbiorcy końcowego lub odbiorcy aktywnego, w tym odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wynikające z przepisów ustawy. Art. 11zk. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności. 2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. 3. Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej nie może obejmować połączeń z innymi państwami. Art. 11zl. 1. Statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej określa sposób prowadzenia rozliczeń oraz podział energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością tej społeczności jednostki wytwórcze w ramach obywatelskiej społeczności energetycznej. 2. Podział energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1: 1) odbywa się przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym, wynikających z przepisów ustawy; 2) nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.

1) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 583, 655, 682, 807, 1010, 1079, 1117, 1459, 2185 i 2232 oraz z 2023 r. poz. 212.

	i klimatu oraz sprawozdań z postępów zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999. 6. Państwa członkowskie mogą postanowić, aby społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej były otwarte na uczestnictwo transgraniczne.. 7. Bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE państwa członkowskie uwzględniają specyfikę społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej przy projektowaniu systemów wsparcia, aby umożliwić tym społecznościom ubieganie się o wsparcie na równych warunkach z innymi uczestnikami rynku..		Art. 11zm. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może podjąć działalność po uzyskaniu wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. 2. Wykaz obywatelskich społeczności energetycznych zawiera: 1) dane, o których mowa w art. 11zn ust. 2 pkt 1–4; 2) numer wpisu; 3) datę wpisu; 4) informację, czy obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii. 3. Wykaz obywatelskich społeczności energetycznych jest jawny, prowadzony w postaci elektronicznej i zamieszczany na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. 4. Uzyskanie wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych nie zwalnia z obowiązków uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru działalności regulowanej, w przypadku podjęcia przez obywatelską społeczność energetyczną działalności podlegającej obowiązkowi uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru działalności regulowanej. Art. 11zn. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wpisuje obywatelską społeczność energetyczną do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, na jej wniosek. 2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera: 1) nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej obywatelskiej społeczności energetycznej; 2) miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, adres jej siedziby i inne dane teleadresowe obywatelskiej społeczności energetycznej; 3) numer w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego lub numer identyfikacji podatkowej (NIP); 4) określenie: a) obszaru i przedmiotu prowadzonej działalności, b) liczby członków obywatelskiej społeczności energetycznej, c) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do udziałowców, wspólników lub członków obywatelskiej społeczności energetycznej, d) prognozy rocznego zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej, e) liczby, rodzajów i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w przypadku ich posiadania, oraz mocy zainstalowanej elektrycznej tych instalacji; 5) podpis wnioskodawcy. 3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, dołącza się:

				1) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej; 2) oświadczenie o kompletności i zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że dane zawarte we wniosku o wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń; 3) oświadczenie, że obywatelska społeczność energetyczna będzie prowadzić działalność wyłączenie w zakresie odnawialnych źródeł energii. 4. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje: 1) wniosek, o którym mowa w ust. 1 – pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych; 2) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej – pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl. 6. W przypadku gdy wniosek nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, lub do wniosku nie dołączono statutu lub umowy obywatelskiej społeczności energetycznej, zgodnie z ust. 3 pkt 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia braków w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie braków w tym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpatrzenia. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w terminie 14 dni od dnia wpływu kompletnego wniosku o wpis. 8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wydaje zaświadczenie o wpisie obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prostuje z urzędu wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych zawierający oczywiste błędy. 10. Przepisy ust. 2–9 stosuje się odpowiednio do wniosku o zmianę wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. 11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia, w drodze decyzji, wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, jeżeli: 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wnioskodawcy wykonywania działalności objętej wpisem; 2) złożono wniosek, o którym mowa w ust. 1, niezgodny ze stanem faktycznym;

			3) statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl. 12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wykreśla obywatelską społeczność energetyczną z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w przypadku: 1) złożenia wniosku o wykreślenie z wykazu przez obywatelską społeczność energetyczną; 2) uzyskania informacji o wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego; 3) uzyskania informacji o wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu. 13. Wykreślenie z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych z przyczyn, o których mowa w ust. 11 pkt 2 i 3, następuje z urzędu. Art. 11zo. 1. Obywatelska społeczność energetyczna informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o: 1) zmianie danych, o których mowa w art. 11zn ust. 2 pkt 1, 2 i pkt 4 lit. a, c i d, 2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej, 3) wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego, 4) wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu – w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tego zdarzenia. 2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje zmiany wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych albo wykreślenia obywatelskiej społeczności energetycznej z tego wykazu w terminie 14 dni od dnia otrzymania tej informacji. Art. 23. 2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: 21c) prowadzenie w postaci elektronicznej: j) wykazu obywatelskich społeczności energetycznych;

Art. 1
pkt 45
lit. a tiret
dwunast
e
projektu
ustawy –
dodanie
lit. j w
pkt 21c
ust. 2
art. 23

			ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energety- czne	

Tabelaryczne zestawienie przepisów dyrektywy wymagających wdrożenia do polskiego porządku prawnego

Tytuł wdrażanej dyrektywy		Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45)		
Jedn. red. dyrektywy	Treść przepisu dyrektywy	Konieczne wdrożenie (T/N)	Jedn. red. aktu kraj.	Akt krajowy wdrażający dyrektywę i treść przepisu
art. 1	Przedmiot Niniejsza dyrektywa ustanawia wspólne zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania energii i dostaw energii elektrycznej, wraz z przepisami dotyczącymi ochrony konsumentów, w celu stworzenia prawdziwie zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych i przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii. Opierając się na korzyściach płynących ze zintegrowanego rynku, w niniejszej dyrektywie dąży się do zapewnienia konsumentom przystępnych, przejrzystych cen i kosztów energii, wysokiego stopnia bezpieczeństwa dostaw i sprawnego przejścia na zrównoważony, niskoemisyjny system energetyczny. Ustanawia ona kluczowe zasady dotyczące organizacji i funkcjonowania unijnego sektora elektroenergetycznego, w szczególności zasady dotyczące wzmocnienia pozycji i ochrony konsumentów, otwartego dostępu do zintegrowanego rynku, dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, wymogi dotyczące rozdziału, a także zasady dotyczące niezależności organów regulacyjnych w państwach członkowskich.	N	–	Przepis implementowany przez wdrożenie przepisów całej dyrektywy

	Niniejsza dyrektywa określa również tryb współpracy między państwami członkowskimi, organami regulacyjnymi i operatorami systemów przesyłowych służącej stworzeniu w pełni wzajemnie połączonego rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwiększającego integrację energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wolną konkurencję oraz bezpieczeństwo dostaw.			
Art. 2 pkt 1	Na potrzeby niniejszej dyrektywy stosuje się następujące definicje: 1) „odbiorca” oznacza odbiorcę hurtowego lub odbiorcę końcowego energii elektrycznej;	N	art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	13) odbiorca – każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
art. 2 pkt 2	2) „odbiorca hurtowy” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu jej odsprzedaży wewnątrz lub na zewnątrz systemu, w którym ta osoba działa;	N	art. 3 pkt 12 w zw. z pkt 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 3. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: a) Wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub; 6) obrót – obrót – działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią;
art. 2 pkt 3	3) „odbiorca końcowy” oznacza odbiorcę dokonującego zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby;	N	Art. 3 pkt 13a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 3. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 13a) odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych zakupionych w celu ich zużycia na potrzeby przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
art. 2 pkt 4	4) „odbiorca będący gospodarstwem domowym” oznacza odbiorcę dokonującego zakupu energii elektrycznej na potrzeby zużycia we własnym gospodarstwie domowym, z wyłączeniem działalności handlowej lub zawodowej;	N	Art. 3 pkt 13b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –	Art. 3. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 13b) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym – odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym;

			Prawo energetyczne	
art. 2 pkt 5	5) „odbiorca niebędący gospodarstwem domowym” oznacza osobę fizyczną lub prawną dokonującą zakupu energii elektrycznej, która nie jest przeznaczona na użytek w jego własnym gospodarstwie domowym, w tym również wytwórców, odbiorców przemysłowych, małe i średnie przedsiębiorstwa, podmioty prowadzące działalność gospodarczą i odbiorców hurtowych;	N		W Polsce zgodnie z krajowymi zasadami techniki prawodawczej, nie definiuje się pojęć powszechnie znanych. W związku z tym, że w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne występuje definicja <i>odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym</i>, nie ma potrzeby definiowania pojęcia <i>odbiorca niebędący gospodarstwem domowym</i>, ponieważ uznaje się, że jest to przeciwieństwo ww. definicji. Definicja <i>odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym</i> występuje w art. 3 pkt 13b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: „Art. 3. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 13b) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym – odbiorcę końcowego dokonującego zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym;”
art. 2 pkt 6	6) „mikroprzedsiębiorstwo” oznacza przedsiębiorstwo zatrudniające mniej niż 10 osób, którego roczny obrót lub bilans roczny nie przekracza 2 mln EUR;	N	art. 7 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 i 641)	Art. 7. 1. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 1) mikroprzedsiębiorca – przedsiębiorcę, który w co najmniej jednym roku z dwóch ostatnich lat obrotowych spełniał łącznie następujące warunki: a) zatrudniał średniorocznie mniej niż 10 pracowników oraz b) osiągnął roczny obrót netto ze sprzedaży towarów, wyrobów i usług oraz z operacji finansowych nieprzekraczający równowartości w złotych 2 milionów euro, lub sumy aktywów jego bilansu sporządzonego na koniec jednego z tych lat nie przekroczyły równowartości w złotych 2 milionów euro;
art. 2 pkt 7	7) „małe przedsiębiorstwo” oznacza przedsiębiorstwo zatrudniające mniej niż 50 osób, którego roczny obrót lub bilans roczny nie przekracza 10 mln EUR;	N	art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U.	Art. 7. 1. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 2) mały przedsiębiorca – przedsiębiorcę, który w co najmniej jednym roku z dwóch ostatnich lat obrotowych spełniał łącznie następujące warunki: a) zatrudniał średniorocznie mniej niż 50 pracowników oraz b) osiągnął roczny obrót netto ze sprzedaży towarów, wyrobów i usług oraz z operacji finansowych nieprzekraczający równowartości w

			z 2023 r. poz. 221 i 641)	złotych 10 milionów euro, lub sumy aktywów jego bilansu sporządzonego na koniec jednego z tych lat nie przekroczyły równowartości w złotych 10 milionów euro – i który nie jest mikroprzedsiębiorcą
art. 2 pkt 8	8) „odbiorca aktywny” oznacza odbiorcę końcowego lub grupę działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy zużywają lub magazynują energię elektryczną wytwarzaną na ich terenie o określonych granicach lub, jeżeli zezwala na to państwo członkowskie, na innym terenie, lub sprzedają wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub uczestniczą w systemach elastyczności lub efektywności energetycznej, pod warunkiem że działalność ta nie stanowi ich podstawowej działalności gospodarczej ani zawodowej;	T	Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy – dodanie pkt 13e w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„13e) odbiorca aktywny – odbiorcę końcowego działającego indywidualnie albo w grupie, który: a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub b) magazynuje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności – pod warunkiem, że działalności, o których mowa w lit. b–f, nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 459 i 830);
art. 2 pkt 9	9) „rynki energii elektrycznej” oznaczają rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;	T	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy – dodanie pkt 44b w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej oraz rynek bilansujący energię elektrycznej, służące handlowi energią elektryczną, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami systemowymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego oraz rzeczywistego czasu;”;

art. 2 pkt 10	10) uczestnik rynku” oznacza uczestnika rynku zdefiniowanego w art. 2 pkt 25 rozporządzenia (UE) 2019/943;	N	Art. 3 pkt 54 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	54) uczestnik rynku – osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii elektrycznej lub paliw gazowych w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;
art. 2 pkt 11	11) „obywatelska społeczność energetyczna” oznacza osobę prawną, która: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i która jest skutecznie kontrolowana przez członków lub udziałowców będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami; b) ma za główny cel zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność; oraz c) może zajmować się wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużywaniem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczeniem innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom;	T	Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy – dodanie pkt 13b w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 i 641), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej, b) za główny cel ma zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność, c) może zajmować się: – w odniesieniu do energii elektrycznej: – – wytwarzaniem, zużywaniem lub – – dystrybucją, lub – – sprzedażą, lub – – obrotem, lub – – agregacją, lub – – magazynowaniem, lub – realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub

				– świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, lub – świadczeniem innych usług na rynkach energii elektrycznej, w tym usług systemowych lub usług elastyczności, lub – wytwarzaniem, zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 1, 2, 3 i 3b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687);”,
art. 2 pkt 12	12) „dostawy” oznaczają sprzedaż, w tym również odsprzedaż, energii elektrycznej odbiorcom;	N	Art. 3 pkt 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego oraz tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym (CNG) oraz skroplonym gazem ziemnym (LNG) na stacjach gazu ziemnego i ładowania energią elektryczną w punktach ładowania;
art. 2 pkt 13	13) „umowa na dostawy energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawy energii elektrycznej, ale nie obejmuje derywatów elektroenergetycznego;	N	art. 3 pkt 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 2 pkt 6 lit. b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10	6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego oraz tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym (CNG) oraz skroplonym gazem ziemnym (LNG) na stacjach gazu ziemnego i ładowania energią elektryczną w punktach ładowania; Projekt ustawy UC74: Art. 5. 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego;

			kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	
art. 2 pkt 14	14) „derywat elektroenergetyczny” oznacza instrument finansowy określony w pkt 5, 6 lub 7 sekcji C załącznika I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE (16), w przypadku gdy instrument ten odnosi się do energii elektrycznej;	N	art. 3 pkt 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	47) derywat elektroenergetyczny – instrument finansowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d–f ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, który odnosi się do energii elektrycznej;
art. 2 pkt 15	15) „umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawę energii elektrycznej między dostawcą a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstęпах co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku;	T	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy – dodanie pkt 6d w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	„6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową, zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego lub dnia bieżącego, w odstęпах co najmniej równych okresowi rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”; 6d) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową, zawartą między sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstęпах co najmniej równych okresowi rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/2195”;

art. 2 pkt 16	16) „opłata za rozwiązanie umowy” oznacza opłatę lub karę nałożoną na odbiorców przez dostawców lub uczestników rynku zajmujących się agregacją za rozwiązanie umowy na dostawy energii elektrycznej lub o świadczenie usług;	N	Art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 2 pkt 6 lit. b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	W Polsce zgodnie z krajowymi zasadami techniki prawodawczej, nie definiuje się pojęć powszechnie znanych. Kwestia odpowiedzialności za niedotrzymanie warunków umowy, w tym opłat za rozwiązanie, stanowi jeden z elementów essentialia negotii umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy agregacji. Art. 5: 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego; Projekt ustawy UC74: Art. 5. 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego;
art. 2 pkt 17	17) „opłata związana ze zmianą dostawcy” oznacza opłatę lub karę za zmianę dostawcy lub uczestnika rynku zajmującego się agregacją, w tym opłatę za rozwiązanie umowy, nałożoną bezpośrednio lub pośrednio na odbiorców przez dostawców, uczestników rynku zajmujących się agregacją lub operatorów systemów;	N	Art. 5 ust. 2 pkt 1, art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia	W Polsce zgodnie z krajowymi zasadami techniki prawodawczej, nie definiuje się pojęć powszechnie znanych. Kwestia odpowiedzialności za niedotrzymanie warunków umowy, stanowi jeden z elementów essentialia negotii umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy agregacji, jednak odbiorców nie obciąża się opłatami lub karami za zmianę dostawcy. Możliwe jest stosowanie ewentualnych kar

		1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 2 pkt 6 lit. b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	umownych w przypadku przedwczesnego rozwiązania umowy zawartej na czas określony. Art. 5: 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego; Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3. 3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Odbiorca, który wypowiada umowę, jest obowiązany pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii. 3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie.

				4. Umowa, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza paliwa gazowe lub energię elektryczną odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym, ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie tego odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. Odbiorca ten może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy. 4a. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego, nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży tych paliw lub energii. 5. Sprzedawca paliw gazowych dokonujący sprzedaży tych paliw odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub sprzedawca energii dokonujący jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany zamieszczać na stronach internetowych oraz udostępniać do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacje o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania. 6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą. 7. Dotychczasowy sprzedawca jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują nieodpłatnie dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych. Projekt ustawy UC74: Art. 5. 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, cenę lub grupę taryfową

				stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego;
art. 2 pkt 18	18) „agregacja” oznacza funkcję wykonywaną przez osobę fizyczną lub prawną, która łączy wiele obciążeń po stronie odbiorców lub wytworzoną energię elektryczną do celów sprzedaży, zakupu lub wystawienia na aukcji na jakimkolwiek rynku energii elektrycznej;	T	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy – dodanie pkt 6e w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	6e) agregacja – działalność polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej;
art. 2 pkt 19	19) „niezależny agregator” oznacza uczestnika rynku zajmującego się agregacją, który nie jest powiązany z dostawcą odbiorcy;	T	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy – dodanie pkt 6f i 6g w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	6f) agregator – uczestnika rynku działającego na rynku energii elektrycznej zajmującego się agregacją; 6g) niezależny agregator – agregatora niepowiązanego ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy oraz niezaliczającego się do grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275 oraz z 2022 r. poz. 2581 i 2640), do której zalicza się ten sprzedawca;”;
art. 2 pkt 20	20) „odpowiedź odbioru” oznacza zmiany w obciążeniu elektrycznym przez odbiorców końcowych w stosunku do wzorca ich zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w	T	Art. 1 pkt 2 lit. f i g projektu ustawy –	„11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 7 ustawy z dnia 8

	odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub premie, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia zapotrzebowania po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym zdefiniowanym w art. 2 ust. 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 (17);		zmiana brzmienia pkt 11i oraz dodanie pkt 11j w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) lub instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub usługi elastyczności;”, „11j) odpowiedź odbioru – zmianę zużycia energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, str. 121, z późn. zm.⁵⁾); 5) Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 38 z 13.02.2016, str. 23.
art. 2 pkt 21	21) „informacje o rozliczeniach” oznaczają wszelkie informacje podawane na rachunku odbiorcy końcowego niebędące wezwaniem do zapłaty;	N	§ 35 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z	§ 35. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji albo usługi kompleksowej wystawiające odbiorcy fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, przedstawia między innymi informacje o: 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności; 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego albo odczyt dokonany i zgłoszony przez odbiorcę; 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

			2019 r. poz. 503, z 2020 r. poz. 2053 oraz z 2022 r. poz. 27) § 37 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. nr 93 poz. 623, z późn. zm.)	§ 37. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o: 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym, 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o: a) wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów, b) środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń – w terminie do dnia 31 marca każdego roku. 2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz umieszczane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej. 3. Zakres informacji, o których mowa w: 1) ust. 1 pkt 1 i pkt 2 lit. a, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia; 2) ust. 1 pkt 2 lit. b, określa załącznik nr 3 do rozporządzenia. 4. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy, wraz z fakturą za energię elektryczną, informacje o ilości zużytej przez tego odbiorcę energii elektrycznej za ten sam okres w poprzednim roku kalendarzowym, o ile w poprzednim roku prowadził sprzedaż energii temu odbiorcy oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przykładowym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej.
art. 2 pkt 22	22) „licznik konwencjonalny” oznacza licznik analogowy lub elektroniczny, który nie może zarazem przesyłać i odbierać danych;	N	art. 3 pkt 65 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	65) licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;
art. 2 pkt 23	23) „inteligentny system opomiarowania” oznacza system elektroniczny, za pomocą którego można mierzyć ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci lub zużycie energii elektrycznej, uzyskując więcej informacji niż w	N	art. 3 pkt 68 ustawy z dnia 10 kwietnia	68) system zdalnego odczytu – system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu;

	przypadku konwencjonalnego licznika, a także przesyłać i otrzymywać dane na potrzeby informowania, monitorowania i kontroli, przy wykorzystaniu łączności elektronicznej;		1997 r. – Prawo energetyczne	
art. 2 pkt 24	24) „interoperacyjność” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, zdolność co najmniej dwóch sieci, systemów, urządzeń, aplikacji lub elementów energetycznych bądź łączności do współpracy oraz do wymiany i wykorzystywania informacji w celu wykonywania wymaganych zadań;	N	§ 2 pkt 6 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788)	§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają: 6) interoperacyjność – zdolność co najmniej dwóch urządzeń, instalacji, sieci, systemów pomiarowych, układów pomiarowo-rozliczeniowych, oprogramowania lub systemu informatycznego w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 14 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369, z 2021 r. poz. 2333 i 2445 oraz z 2022 r. poz. 655) do współpracy oraz do wymiany i przetwarzania informacji w celu realizacji zadań związanych z funkcjonowaniem systemu pomiarowego
art. 2 pkt 25	25) „okres rozliczania niebilansowania” oznacza okres rozliczania niebilansowania zdefiniowany w art. 2 pkt 15 rozporządzenia (UE) 2019/943;	N	§ 2 pkt 12a rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. nr 93 poz. 623, z późn. zm.)	Przepisy UE wprowadziły 15-minutowy okres niebilansowania dla Rynku Bilansującego (art. 53 Rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r.) oraz dla giełd energii prowadzących rynek dnia następnego i rynek dnia bieżącego (art. 8 ust. 4 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943). Przepisy te określono rozporządzeniem UE a w PL wprowadzono w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. § 2 pkt 12a rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego: okres rozliczania niebilansowania – okres rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania; Polski ustawodawca zdecydował się na zdefiniowanie pojęcia „okres rozliczania niebilansowania” powołując się na definicję tego pojęcia zawartą w art. 2 pkt 10 <i>rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania</i> , ponieważ rozporządzenie to stanowi lex specialis w

				zakresie bilansowania i zawiera bardziej szczegółowe wytyczne w tym zakresie. <i>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i> zawiera normy ogólne w tym zakresie i również odnosi się w swej treści do rozporządzenia 2017/2195. Ponadto należy zwrócić uwagę, że oba rozporządzenia w ten sam sposób definiują pojęcie „okresu rozliczania niezbilansowania”.
art. 2 pkt 26	26) „czas zbliżony do rzeczywistego” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, krótki okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym;	N	§ 2 pkt 3 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788)	§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają: czas zbliżony do rzeczywistego – krótki okres z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczenia niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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);
art. 2 pkt 27	27) „najlepsze dostępne techniki” oznaczają, w kontekście ochrony i bezpieczeństwa danych w środowisku inteligentnego opomiarowania, najbardziej efektywne, zaawansowane i praktycznie przydatne techniki służące do zapewnienia, w zasadzie, podstawy do osiągnięcia zgodności z unijnymi przepisami w dziedzinie ochrony danych i bezpieczeństwa;	N	Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369, z późn. zm.)	Definicja ta wynika z całokształtu przepisów oraz odniesienia do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa i jej rozporządzeń wykonawczych – operatorzy i inne przedsiębiorstwa energetyczne podlegają reżimowi prawnemu tej ustawy – załącznik nr 1. Ustawa ta, zgodnie z art. 1 ust. 1, określa: – organizację krajowego systemu cyberbezpieczeństwa oraz zadania i obowiązki podmiotów wchodzących w skład tego systemu, – sposób sprawowania nadzoru i kontroli w zakresie stosowania przepisów ustawy, – zakres Strategii Cyberbezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa: „1. Operatorem usługi kluczowej jest podmiot, o którym mowa w załączniku nr 1 do ustawy, posiadający jednostkę organizacyjną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wobec którego organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa wydał decyzję o uznaniu za operatora

				usługi kluczowej. Sektory, podsektory oraz rodzaje podmiotów określa załącznik nr 1 do ustawy.”. Zgodnie z załącznikiem nr 1 do ww. ustawy, z zakresie sektora energii, podsektor energia elektryczna, podmiotami zobowiązanymi do przestrzegania przepisów tej ustawy są: – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843 i 1086), posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej; – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przetwarzania albo magazynowania energii elektrycznej, – podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie świadczenia usług systemowych, jakościowych i zarządzania infrastrukturą energetyczną. Poprzez usługę kluczową należy rozumieć usługę, która ma kluczowe znaczenie dla utrzymania krytycznej działalności społecznej lub gospodarczej, wymienioną w wykazie usług kluczowych – art. 2 pkt 16 ustawy.
art. 2 pkt 28	28) „dystrybucja” oznacza transport energii elektrycznej systemami dystrybucyjnymi wysokiego, średniego lub niskiego napięcia w celu dostarczenia jej do odbiorców, ale nie obejmuje dostaw;	N	art. 3 pkt 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –	5) dystrybucja: a) transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczania odbiorcom, b) rozdział paliw ciekłych do odbiorców przyłączonych do sieci rurociągów,

			Prawo energetyczne	c) rozdział ciepła do odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii oraz sprężania gazu w stacji gazu ziemnego i dostarczania energii elektrycznej w stacji ładowania do zainstalowanych w niej punktów ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110);
art. 2 pkt 29	29) „operator systemu dystrybucyjnego” oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, zapewnienie utrzymania i, w razie konieczności, rozbudowę systemu dystrybucyjnego na danym obszarze, a także, w stosownych przypadkach, za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;	N	art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	25) operator systemu dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;
art. 2 pkt 30	30) „efektywność energetyczna” oznacza stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii;	N	Art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166)	Art. 2. Użyte w ustawie określenia oznaczają: 3) efektywność energetyczna – stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu;
art. 2 pkt 31	31) „energia ze źródeł odnawialnych” lub „energia odnawialna” oznacza energię z odnawialnych, niekopalnych źródeł, czyli energię wiatru, energię słoneczną (słoneczną termiczną i fotowoltaiczną) i energię geotermalną, energię z otoczenia, energię pływów i fal oraz inną energię oceanów, hydroenergię, biomasę, gaz składowiskowy, gaz z oczyszczalni ścieków i biogaz;	N	art. 3 pkt 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015	20) odnawialne źródło energii – odnawialne źródło energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm.); Art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii: 22) odnawialne źródło energii – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów;

			r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610 z późn. zm.)	
art. 2 pkt 32	32) „wytwarzanie rozproszone” oznacza instalacje wytwórcze podłączone do systemu dystrybucyjnego;	N	art. 3 pkt 43 w zw. z pkt 11b ustawy dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	43) jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wprowadzania mocy; 11b) sieć dystrybucyjna – sieć gazową wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego;
art. 2 pkt 33	33) „punkt ładowania” oznacza urządzenie, które umożliwia ładowanie jednego pojazdu elektrycznego na raz lub wymianę akumulatora jednego pojazdu elektrycznego na raz;	N	Art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobil ności i paliwach alternatywn ych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083)	17) punkt ładowania – urządzenie umożliwiające ładowanie pojedynczego pojazdu elektrycznego, pojazdu hybrydowego i autobusu zeroemisyjnego oraz miejsce, w którym wymienia się lub ładuje akumulator służący do napędu tego pojazdu;
art. 2 pkt 34	34) „przesył” oznacza transport energii elektrycznej przez wzajemnie połączony system najwyższego napięcia i wysokiego napięcia w celu dostarczenia jej do odbiorców końcowych lub do dystrybutorów, ale nie obejmuje dostaw;	N	Art. 3 pkt 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	4) przesyłanie – transport: a) paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, b) paliw ciekłych siecią rurociągów, c) ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci – z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii;

art. 2 pkt 35	35) „operator systemu przesyłowego” oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, zapewnianie utrzymania i, w razie konieczności, rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, a także, w stosownych przypadkach, za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania w zakresie przesyłania energii elektrycznej;	N	Art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	24) operator systemu przesyłowego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi;
art. 2 pkt 36	36) „użytkownik systemu” oznacza osobę fizyczną lub prawną dostarczającą energię elektryczną do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego lub pobierającą ją z tych systemów;	N	Art. 3 pkt 12b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	12b) użytkownik systemu – podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu;
art. 2 pkt 37	37) „wytwarzanie” oznacza produkcję energii elektrycznej;	N	Art. 3 pkt 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	45) wytwarzanie: a) produkcję paliw stałych, paliw gazowych lub energii w procesie energetycznym, b) produkcję paliw ciekłych w instalacjach wytwarzania paliw ciekłych, w procesach: – przerobu ropy naftowej, kondensatu gazu ziemnego (NGL), produktów rafinacji ropy naftowej i innych węglowodorów albo przerobu biomasy, – przetwarzania poprzez mieszanie komponentów lub paliw ciekłych lub poprzez mieszanie komponentów z paliwami ciekłymi, – przeklasyfikowywania komponentów w paliwa ciekłe w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym;
art. 2 pkt 38	38) „wytwórca” oznacza osobę fizyczną lub prawną wytwarzającą energię elektryczną;	N	§ 2 pkt 27 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych	27) wytwórca – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.

			warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	
art. 2 pkt 39	39) „połączenie wzajemne” oznacza urządzenie stosowane do łączenia systemów elektroenergetycznych;	N		Termin jest powszechnie znany i używany w wielu przepisach.
art. 2 pkt 40	40) „wzajemnie połączony system” oznacza kilka systemów przesyłowych i dystrybucyjnych połączonych ze sobą za pomocą jednego lub wielu połączeń wzajemnych;	N		Termin jest powszechnie znany i używany w wielu przepisach.
art. 2 pkt 41	41) „linia bezpośrednia” oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców;	N	Art. 3 pkt 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 2 lit. e projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 11f w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych; Projekt ustawy UC74: „11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwórczą z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwórczą z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwarzające energię elektryczną w tej jednostce, wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120) lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw;”

			energetyczn e	
art. 2 pkt 42	42) „mały system wydzielony” oznacza system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym mniej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami;	N	Art. 9d ust. 7 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	7. Przepisów ust. 1d, 1e oraz ust. 1h–6 nie stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego: 2) system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych;
art. 2 pkt 43	43) „mały system połączony” oznacza system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym więcej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami;	N	Art. 9d ust. 7 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	7. Przepisów ust. 1d, 1e oraz ust. 1h–6 nie stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego: 2) system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych;
art. 2 pkt 44	44) „ograniczenie przesyłowe” oznacza ograniczenie przesyłowe zdefiniowane w art. 2 pkt 4 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 2 lit. k i l projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 23b i dodanie pkt 23e w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	23b) zarządzanie ograniczeniami systemowymi – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu: a) elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych, w tym ograniczeń sieciowych, w pracy tego systemu, b) gazowego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 1 i 2, wymaganych parametrów technicznych paliw gazowych w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tego systemu;”, 23e) ograniczenia sieciowe – ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943;

art. 2 pkt 45	45) „bilansowanie” oznacza bilansowanie zdefiniowane w art. 2 pkt 10 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy – dodanie pkt 23a w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu: a) przesyłowego elektroenergetycznego w ramach świadczonych usług przesyłania, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943”, b) przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe z dostawami tych paliw, w tym działanie bilansujące w rozumieniu art. 3 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15), zwanego dalej „rozporządzeniem 312/2014”;
art. 2 pkt 46	46) „energia bilansująca” oznacza energię bilansującą zdefiniowaną w art. 2 pkt 11 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy – dodanie pkt 23d w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	23d) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 11 rozporządzenia 2019/943;
art. 2 pkt 47	47) „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie” oznacza podmiot odpowiedzialny za bilansowanie zdefiniowany w art. 2 pkt 14 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 2 pkt 2 lit. r i o projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 42 i 40 w art. 3 ustawy z dnia 10	„42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie – podmiot w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943 uczestniczący w rynku bilansującym energii elektrycznej na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania zawartej z operatorem systemu przesyłowego;”, „40) bilansowanie handlowe – zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej

			kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 6 lit. c i d projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 2a i 2b w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	zaw artych przez użytkowników systemu i prowadzenie rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2017/2195 dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 tego rozporządzenia;”, w art. 5: c) w ust. 2a: – we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyraz „handlowe”, – uchyla się pkt 1 i 2, – w pkt 3 w lit. a skreśla się wyraz „handlowe”, d) w ust. 2b: – we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyraz „handlowe”, – w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) grafiku indywidualnego przedstawiającego zbiór danych o planowanej realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195, zwanego dalej „grafikiem handlowym”, oraz rzeczywistego poboru energii elektrycznej lub”,
art. 2 pkt 48	48) „usługa pomocnicza” oznacza usługę niezbędną do działania systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, w tym usługi bilansujące i usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości, ale nie obejmuje zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;	T	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy – dodanie pkt 23f w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	23f) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe nie dotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195;
art. 2 pkt 49	49) „usługa pomocnicza niezależna od częstotliwości” oznacza usługę wykorzystywaną przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do regulacji napięcia w stanach ustalonych, szybkiego	T	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy –	23g) usługi systemowe nie dotyczące częstotliwości – usługi systemowe wykorzystywane do:

	wstrzykiwania prądu biernego, zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej, prądu zwarcowego, zdolności do rozruchu autonomicznego oraz pracy wyspowej;		dodanie pkt 23g w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	a) regulacji napięcia w stanach ustalonych, b) szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej, c) zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej, d) dostarczania prądu zwarcowego, e) zapewnienia zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu, f) pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej;”;
art. 2 pkt 50	50) „regionalne centrum koordynacyjne” oznacza regionalne centrum koordynacyjne utworzone zgodnie z art. 35 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy – dodanie pkt 76 w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„76) regionalne centrum koordynacyjne – regionalne centrum koordynacyjne, o którym mowa w art. 35 rozporządzenia 2019/943.”;
art. 2 pkt 51	51) „w pełni zintegrowane elementy sieci” oznaczają elementy sieci zintegrowane z systemem przesyłowym lub dystrybucyjnym, w tym instalacje magazynowania, które są wykorzystywane wyłącznie do zapewniania bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, a nie do bilansowania ani zarządzania ograniczeniami przesyłowymi;	N	Art. 3 pkt 11ba ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	11ba) ⁴⁾ w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, w tym do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i technicznego bilansowania lokalnego i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943, ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi; 4) Art. 3 pkt 11ba dodany ustawą z dnia 8.02.2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 295), która wchodzi w życie 1.03.2023 r.
art. 2 pkt 52	52) „zintegrowane przedsiębiorstwo energetyczne” oznacza przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo lub przedsiębiorstwo zintegrowane poziomo;	N	Art. 3 pkt 12a ustawy z dnia 10	12a) przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20

			kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004), zajmujące się: a) w odniesieniu do paliw gazowych: – przesyłaniem lub – dystrybucją, lub – magazynowaniem, lub – skraplaniem, lub – regazyfikacją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo b) w odniesieniu do energii elektrycznej: – przesyłaniem lub – dystrybucją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii;
art. 2 pkt 53	53) „przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo” oznacza przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw energetycznych, w których ta sama osoba lub te same osoby są uprawnione, bezpośrednio lub pośrednio, do sprawowania kontroli, a dane przedsiębiorstwo lub grupa przedsiębiorstw prowadzi co najmniej jedną z następujących działalności: przesył lub dystrybucja, oraz co najmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie lub dostawy;	N	Art. 3 pkt 12a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	12a) przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004), zajmujące się: a) w odniesieniu do paliw gazowych: – przesyłaniem lub – dystrybucją, lub – magazynowaniem, lub – skraplaniem, lub – regazyfikacją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo b) w odniesieniu do energii elektrycznej: – przesyłaniem lub – dystrybucją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii;
art. 2 pkt 54	54) „przedsiębiorstwo zintegrowane poziomo” oznacza przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące co najmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie na sprzedaż, przesył, dystrybucja lub dostawy oraz inną działalność niezwiązaną z energią elektryczną;	N	Art. 3 pkt 12a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	12a) przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004), zajmujące się: a) w odniesieniu do paliw gazowych: – przesyłaniem lub – dystrybucją, lub – magazynowaniem, lub – skraplaniem, lub

				– regazyfikacją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo b) w odniesieniu do energii elektrycznej: – przesyłaniem lub – dystrybucją – oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii;
art. 2 pkt 55	55) „przedsiębiorstwo powiązane” oznacza jednostki powiązane zgodnie z definicją w art. 2 pkt 12 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/34/UE (18) oraz przedsiębiorstwa należące do tych samych wspólników lub akcjonariuszy;	N	Art. 3 pkt 46 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	46) przedsiębiorstwo powiązane – jednostkę powiązaną z jednostką w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2021 r. poz. 217). Zgodnie 3 pkt 43 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości: Art. 3. 1. Ilekroć w ustawie jest mowa o: 43) jednostkach powiązanych – rozumie się przez to dwie lub więcej jednostek wchodzących w skład danej grupy kapitałowej;
art. 2 pkt 56	56) „kontrola” oznacza prawa, umowy lub inne środki, które oddzielnie lub wspólnie i z uwzględnieniem okoliczności faktycznych lub prawnych dają możliwość wywierania decydującego wpływu na przedsiębiorstwo, w szczególności przez: a) własność lub prawo użytkowania całości lub części aktywów przedsiębiorstwa; b) prawa lub umowy przyznające decydujący wpływ na skład, głosowanie lub decyzje organów przedsiębiorstwa;	N	Art. 9d ust. 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub

				obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.
art. 2 pkt 57	57) „przedsiębiorstwo energetyczne” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi przynajmniej jedną z następujących działalności: wytwarzanie, przesył, dystrybucja, agregacja, odpowiedź odbioru, magazynowanie energii, dostawy lub zakup energii elektrycznej, i która odpowiada za zadania handlowe, techniczne lub w zakresie utrzymania dotyczące tych rodzajów działalności, z wyłączeniem odbiorców końcowych;	T	Art. 1 pkt 2 lit.h projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 12 w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub b) przesyłania dwutlenku węgla, lub c) przeładunku paliw ciekłych, lub d) agregacji;
art. 2 pkt 58	58) „bezpieczeństwo” oznacza zarówno bezpieczeństwo dostaw i zaopatrzenia w energię elektryczną, jak i bezpieczeństwo techniczne;	N	Art. 3 pkt 16 i 16a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	16) bezpieczeństwo energetyczne – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska; 16a) bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;
art. 2 pkt 59	59) „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub	N	Art. 3 pkt 59 i 59a ustawy z dnia 10	59) ⁷⁾ magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci

	przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną; 7) Art. 3 pkt 59 w brzmieniu ustawy z dnia 8.02.2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 295), która wchodzi w życie 1.03.2023 r. 59a) ⁸⁾ magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii; 8) Art. 3 pkt 59a dodany ustawą z dnia 8.02.2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 295), która wchodzi w życie 1.03.2023 r.
art. 2 pkt 60	60) „instalacja magazynowania energii” oznacza, w systemie energetycznym, instalację, w której ma miejsce magazynowanie energii.	N	Art. 3 pkt 10ka ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	10ka) ³⁾ magazyn energii – instalację umożliwiającą magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej;

art. 3	Konkurencyjne, ukierunkowane na potrzeby konsumenta, elastyczne i działające na zasadzie niedyskryminacji rynki energii elektrycznej 1. Państwa członkowskie zapewniają, by ich prawo krajowe nie utrudniało bezzasadnie transgranicznego handlu energią elektryczną, udziału konsumentów, w tym przez odpowiedź odbioru, inwestycji, w szczególności, w elastyczne wytwarzanie energii o zmiennej wydajności, magazynowania energii lub wdrażania elektromobilności lub realizacji nowych połączeń wzajemnych między państwami członkowskimi, oraz by ceny energii elektrycznej odzwierciedlały rzeczywisty poziom zapotrzebowania i dostaw. 2. Tworząc nowe połączenia wzajemne, państwa członkowskie uwzględniają cele dotyczące elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych określone w art. 4 lit. d pkt 1 rozporządzenia (UE) 2018/1999. 3. Państwo członkowskie zapewnia, by na rynku wewnętrznym energii elektrycznej nie występowały nieuzasadnione przeszkody we wchodzeniu na rynek, opuszczaniu go oraz w funkcjonowaniu rynku, bez uszczerbku dla kompetencji, które państwa członkowskie zachowują w stosunku do państw trzecich. 4. Państwa członkowskie zapewniają jednakowe warunki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, obejmujące przejrzyste, proporcjonalne i wolne od dyskryminacji przepisy, opłaty i zasady traktowania, w szczególności w odniesieniu do odpowiedzialności za bilansowanie, dostępu do rynków hurtowych, dostępu do danych, procesu zmiany dostawcy przez odbiorcę oraz systemów rozliczeń, a w stosownych przypadkach udzielania koncesji. 5. Państwa członkowskie zapewniają, aby uczestnicy rynku z państw trzecich działający na rynku wewnętrznym energii elektrycznej przestrzegali mającego zastosowanie prawa Unii i prawa krajowego, w tym	N	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	Polska nie utrudnia bezzasadnie transgranicznego handlu energią elektryczną. Poprzez wprowadzone już regulacje krajowe, jak i wprowadzane na mocy niniejszej dyrektywy rozwiązania, zapewnia udział konsumentów w rynku energii. W Polsce nie istnieją przeszkody we wchodzeniu na rynek, opuszczaniu go oraz funkcjonowaniu rynku. Przedsiębiorstwa energetyczne mają zapewnione jednakowe warunki funkcjonowania, które wynikają w głównej mierze z ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do ustawy. Również mechanizmy przewidziane w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy dopuszczają do udziału w aukcjach mocy jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego oraz z jednostek fizycznych zagranicznych. Nad przestrzeganiem stosowania prawa krajowego i prawa Unii przez przedsiębiorstwa energetyczne czuwa niezależny regulator rynku – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Warto zaznaczyć, że od czerwca 2022 r. ruszył mechanizm łączenia rynków dnia następnego Flow Based Market Coupling w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Dzięki temu granice Austrii, Belgii, Chorwacji, Republiki Czeskiej, Francji, Niemiec, Węgier, Luksemburga, Polski, Rumunii, Słowacji i Słowenii są połączone mechanizmem Flow Based Market Coupling (FBMC) w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego (Single Day-Ahead Coupling – SDAC). Mechanizm ten zwiększy bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych przy realizacji wymiany transgranicznej oraz pozwoli na kontrolowanie i koordynację tzw. przepływów tranzytowych i umożliwi określanie zdolności przesyłowych w skali całego regionu Core .

	dotyczących polityki ochrony środowiska i polityki bezpieczeństwa.			

art. 4	Wolność wyboru dostawcy Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom wolność zakupu energii elektrycznej od wybranego przez nich dostawcy oraz zapewniają wszystkim odbiorcom swobodę zawarcia więcej niż jednej umowy na dostawy energii elektrycznej jednocześnie, pod warunkiem że utworzone są wymagane przyłączenia i punkty pomiarowe.	N	Art. 4j ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.
art. 5 ust. 1, 3–8	Rynkowe ceny dostaw 1. Dostawcom przysługuje swoboda w ustalaniu ceny, po jakiej dostarczają energię elektryczną odbiorcom. Państwa członkowskie podejmują odpowiednie działania w celu zapewnienia skutecznej konkurencji między dostawcami. 3. W drodze odstępstwa od ust. 1 i 2 państwa członkowskie mogą stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej dla dotkniętych ubóstwem energetycznym lub wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Takie interwencje publiczne muszą spełniać warunki określone w ust. 4 i 5. 4. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej: a) muszą służyć ogólnemu interesowi gospodarczemu i nie mogą wykraczać poza to, co jest konieczne do osiągnięcia ogólnego interesu gospodarczego; b) muszą być jasno określone, przejrzyste, wolne od dyskryminacji i możliwe do zweryfikowania; c) muszą gwarantować unijnym przedsiębiorstwom energetycznym dostęp do odbiorców na równych warunkach; d) muszą być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do ich beneficjentów; e) nie mogą pociągać za sobą dodatkowych kosztów dyskryminujących uczestników rynku.	N	Art. 47 i 49 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE. Art. 49. 1. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. 2. Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. 3. Przy podejmowaniu decyzji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw lub energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii. Do uwolnienia cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych doszło w 2007 r. – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz

5. Każde państwo członkowskie, które stosuje interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej zgodnie z ust. 3 niniejszego artykułu przestrzega również art. 3 ust. 3 lit. d i art. 24 rozporządzenia (UE) 2018/1999, niezależnie od tego, czy liczba gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w tym państwie członkowskim jest znacząca. 6. W okresie przejściowym służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji między dostawcami w odniesieniu do umów na dostawy energii elektrycznej, a także aby osiągnąć w pełni skuteczne ustalanie cen detalicznych energii elektrycznej na zasadach rynkowych zgodnie z ust. 1, państwa członkowskie mogą stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz dla mikroprzedsiębiorstw, które nie korzystają z interwencji publicznych na mocy ust. 3. 7. Interwencje publiczne prowadzone zgodnie z ust. 6 muszą spełniać kryteria określone w ust. 4, a także: a) musi im towarzyszyć zestaw środków służących wprowadzeniu skutecznej konkurencji, a także metody oceny postępów w odniesieniu do tych środków; b) muszą być określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców; c) muszą ustalać cenę na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową; d) muszą być opracowane tak, by minimalizować wszelki negatywny wpływ na hurtowy rynek energii elektrycznej; e) muszą zapewniać wszystkim beneficjentom takich interwencji publicznych możliwość wyboru konkurencyjnych ofert rynkowych i informowanie ich bezpośrednio, co najmniej raz na kwartał, o dostępności ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, a także zapewniać pomoc przy przechodzeniu na ofertę rynkową;			sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielenia działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne. Aktualnie obowiązujący zakres zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf nie stanowi bariery dla sprzedawców energii ani dla odbiorców do korzystania z ofert rynkowych, gwarantując jednocześnie niezbędny zakres ochrony dla odbiorców najbardziej wrażliwych społecznie, bowiem w dużej mierze to od aktywności sprzedawców zależy jak wielu odbiorców korzysta z oferty rynkowej. Ponadto wskazać należy, że od decyzji Prezesa URE podlegają zaskarżeniu i kontroli sądowej. Z kolei taryfy są ustalane na podstawie zasad określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, czyli reguł powszechnie znanych uczestnikom rynku. Z monitoringu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że systematycznie zwiększa się liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy korzystają z oferty rynkowej sprzedawcy z urzędu, po rezygnacji z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki albo z oferty rynkowej innego sprzedawcy. W 2018 r. było to 34,64%, zaś na koniec 2019 r. – 36,05%.

	f) muszą zapewniać, by zgodnie z art. 19 i 21 wszyscy beneficjenci takich interwencji publicznych mieli prawo do tego, by zainstalowano u nich inteligentne liczniki bez dodatkowych opłat i by im taką instalację zaproponowano, a także by byli bezpośrednio informowani o możliwości instalacji inteligentnych liczników i otrzymywali niezbędną pomoc w tym zakresie; g) nie mogą prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych. 8. Państwa członkowskie powiadamiają Komisję o środkach przyjętych zgodnie z ust. 3 i 6 w ciągu miesiąca od ich przyjęcia i mogą niezwłocznie je zastosować. Do powiadomienia dołącza się wyjaśnienie, dlaczego zakładanego celu nie można osiągnąć w wystarczającym stopniu za pomocą innych instrumentów, jak zapewniono zgodność z wymogami określonymi w ust. 4 i 7 i jaki jest wpływ zgłoszonych środków na konkurencję. W powiadomieniu opisuje się zakres beneficjentów, czas trwania środków i liczbę odbiorców będących gospodarstwami domowymi, których dotyczy dany środek, oraz wyjaśnia się, jak ustalono cenę regulowaną.			Pełne uwolnienie cen energii elektrycznej w Polsce, także poprzez zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf przez sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną dla gospodarstw domowych już od 2021 r. jest przedwcześnie. Na powyższe składa się szereg elementów rozpatrywanych zarówno z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego, jak i sytuacji odbiorców w gospodarstwach domowych, szczególnie narażonych na ubóstwo energetyczne. Nie bez znaczenia pozostaje również aktualna dynamika oraz nieprzewidywalny charakter zmian zachodzących na europejskim rynku nośników energii. Odnosząc się do kontekstu pewności oraz stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, wymaga podkreślenia, że zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy zapewniają stabilność i przewidywalność zachowań popytowych dużej grupy odbiorców, w tym większości gospodarstw domowych, gwarantując sprzedawcom z urzędu stabilny wolumen sprzedaży, który umożliwia uzyskanie stabilnych strumieni dochodów, a OSD gwarantują optymalny dobór pracy technicznej sieci i urządzeń, ograniczając tym samym wahania obciążenia systemu elektroenergetycznego. Ewentualne inwestycje infrastrukturalne, które będą służyć ustabilizowaniu parametrów pracy sieci muszą zostać odpowiednio rozłożone w czasie, tak aby nie wpłynęły one w sposób skokowy na wzrost taryf operatorów systemu elektroenergetyczny, którymi zostaliby następnie obciążeni odbiorcy, w tym z grupy gospodarstw domowych. Należy mieć również na uwadze fakt, iż aktualnie realizują oni szereg przedsięwzięć mających na celu aktywizację odbiorców poprzez wymianę liczników energii, co w dalszej perspektywie przysłuży się rozwojowi krajowego rynku energii elektrycznej. Mając na względzie, że kierując się względem konieczności ochrony przed zjawiskiem ubóstwa energetycznego, ceny energii elektrycznej nie zostały jeszcze uwolnione jedynie dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych, zagrożenia wynikające z pełnego uwolnienia tych cen, obejmą, najszybciej i w najbardziej widoczny sposób, odbiorców końcowych właśnie w tej grupie. Najistotniejszym z tych zagrożeń, jest wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej. Zjawisko

				to, zwłaszcza w pierwszym okresie, wydaje się nieuniknione i nie należy spodziewać się innych zachowań ze strony sprzedawców energii, zwłaszcza że takowe zostały odnotowane na innych już uwolnionych rynkach energii. Możliwość uwolnienia cen energii elektrycznej dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych jest stale monitorowana, szczególnie w aspekcie porównawczym, obejmując doświadczenia Państwa Członkowskich UE, w których zrezygnowano z administracyjnoprawnego regulowania cen. Zidentyfikowane w trakcie przedmiotowej analizy zagrożenia wynikające z uwolnienia cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w wybranych krajach UE obejmują: • wzrost różnicy cen energii między rynkiem hurtowym i detalicznym, które wpływają na wzrosty cen i kosztów związanych z zakupami energii elektrycznej; • nieuczciwe praktyki sprzedawców (skutkujące złymi, niekorzystnymi umowami): – narzucanie zawyżonych ofert cenowych; – narzucanie długich okresów obowiązywania umowy; – ograniczenia możliwości zmiany umowy w szczególności cen lub warunków umownych mających na nią wpływ; – ograniczenia możliwości wypowiedzenia umowy w trakcie jej trwania lub zmiany sprzedawcy w trakcie trwania umowy; – wprowadzenie do umowy dodatkowych usług i nieuzasadnionych kosztów nie związanych z zakupami energii i obsługą handlową; – niekontrolowane przenoszenia wahań cenowych z rynków hurtowych energii na odbiorcę; – ekspozycja odbiorcy w gospodarstwie domowym na nieprzewidziane wzrosty cen lub koszty zakupu energii z jednoczesnym ograniczeniem możliwości wycofania się z umowy. W konsekwencji odbiorca w gospodarstwie domowym: – może ponosić nieuzasadnione koszty związane z narzuceniem zawyżonych kosztów zakupu energii lub ponosić koszty usług, których nie chciał zamówić (zostały mu narzucone na skutek podstępu lub błędu); – nie mając świadomości pojawiającego się ryzyka niekontrolowanego wzrostu lub wzrostu kosztów zakupu ekspozuje się na ponoszenie

				kosztów wahań cenowych z rynków hurtowych energii z jednoczesnym ograniczeniem możliwości wycofania się z umowy; – będzie związany niekorzystną umową przez długi czas bez możliwości jej rozwiązania lub zmiany w trakcie jej trwania, z uwagi na wysokie kary lub odszkodowania obciążające odbiorcę końcowego; – przeniesienie na odbiorcę obowiązku „zarządzania” cenami energii, na których się nie zna i nie ma świadomości pojawiającego się ryzyka niekontrolowanego wzrostu cen lub wzrostu kosztów zakupu, z którym nie jest w stanie sobie poradzić. Mając na względzie opisywaną powyżej dynamikę oraz częstokroć nieprzewidywalny charakter zmian zachodzących aktualnie na europejskich rynkach nośników energii oraz uwzględniając, iż jednym z obowiązków państwa wobec obywateli jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej po cenach akceptowalnych dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, zwłaszcza odbiorców szczególnie narażonych na negatywne skutki znaczącego wzrostu cen energii elektrycznej, tj. odbiorców indywidualnych, w ocenie projektodawcy ewentualne uwolnienie cen energii należy określić jako przedwczesne oraz rodzące szereg omówionych wcześniej ryzyk, które mogłyby się przyczynić do dalszego pogłębienia kryzysu gospodarczego, z którym muszą zmagać się Państwa Członkowskie UE.
art. 5 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają ochronę dotkniętych ubóstwem energetycznym i wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi, zgodnie z art. 28 i 29, za pomocą polityki socjalnej lub środków innych niż interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej.	N	Art. 5c–5e, art. 5ga, art. 5gb ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 5c. 1. Odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej przysługuje zryczałtowany dodatek energetyczny. 2. Dodatek energetyczny wynosi rocznie nie więcej niż 30% iloczynu limitu zużycia energii elektrycznej oraz średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d. 3. Wysokość limitu, o którym mowa w ust. 2, wynosi: 1) 900 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną; 2) 1250 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 4 osób; 3) 1500 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej 5 osób. 4. Minister właściwy do spraw energii ogłasza, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, wysokość

				dotatku energetycznego na kolejne 12 miesięcy, biorąc pod uwagę środki przewidziane na ten cel w ustawie budżetowej. Art. 5d. 1. Dodatek energetyczny przyznaje wójt, burmistrz lub prezydent miasta, w drodze decyzji, na wniosek odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej. Do wniosku dołącza się kopię umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. 2. Rada gminy określa, w drodze uchwały, wzór wniosku o wypłatę dodatku energetycznego. 3. Dane osobowe przetwarzane w zakresie niezbędnym do wypłacenia dodatku energetycznego przechowuje się przez okres nie dłuższy niż 5 lat od dnia zaprzestania wypłacania tego dodatku. Art. 5e. 1. Dodatek energetyczny wypłaca się odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej do dnia 10 każdego miesiąca z góry, z wyjątkiem miesiąca stycznia, w którym dodatek energetyczny wypłaca się do dnia 30 stycznia danego roku. 2. Dodatek energetyczny wynosi miesięcznie 1/12 kwoty rocznej dodatku energetycznego ogłaszanej przez ministra właściwego do spraw energii, na podstawie art. 5c ust. 4. Art. 5ga. 1. Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej i odbiorca wrażliwy paliw gazowych może złożyć odpowiednio do sprzedawcy energii elektrycznej albo sprzedawcy paliw gazowych wniosek o zastosowanie programu wsparcia wobec zaległych i bieżących należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi, zwanego dalej „programem wsparcia”, przedkładając kopię decyzji przyznającej dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych. 2. Wniosek o zastosowanie programu wsparcia może także złożyć do sprzedawcy energii elektrycznej odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który jest stroną umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży energii elektrycznej, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej. Do wniosku załącza się kopię kwalifikacji do uzyskania świadczenia w opiece długoterminowej domowej, odpowiadającą wymogom określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 31d ustawy z dnia 27 sierpnia

				2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1285, z późn. zm.). 3. Sprzedawcy energii elektrycznej oraz sprzedawcy paliw gazowych opracowują program wsparcia, który może obejmować: 1) zawarcie umowy w sprawie zaległych i bieżących należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi obejmującej: a) odroczenie terminu ich płatności, b) rozłożenie ich na raty, c) ich umorzenie lub d) odstąpienie od naliczania odsetek za ich nieterminową zapłatę; 2) zawieszenie postępowania egzekucyjnego należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi; 3) inne formy wsparcia stosowane przez sprzedawcę energii elektrycznej albo sprzedawcę paliw gazowych. 4. Sprzedawca energii elektrycznej lub sprzedawca paliw gazowych jest obowiązany do rozpatrzenia wniosku o zastosowanie programu wsparcia w terminie 21 dni od dnia otrzymania tego wniosku i do poinformowania odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej, odbiorcy wrażliwego paliw gazowych albo odbiorcy, o którym mowa w ust. 2, o zastosowanym rozwiązaniu, o którym mowa w ust. 3. Art. 5gb. 1. Ubóstwo energetyczne oznacza sytuację, w której gospodarstwo domowe prowadzone przez jedną osobę lub przez kilka osób wspólnie w samodzielny lokal mieszkalny lub w budynku mieszkalnym jednorodzinnym, w którym nie jest wykonywana działalność gospodarcza, nie może zapewnić sobie wystarczającego poziomu ciepła, chłodu i energii elektrycznej do zasilania urządzeń i do oświetlenia, w przypadku gdy gospodarstwo domowe łącznie spełnia następujące warunki: 1) osiąga niskie dochody; 2) ponosi wysokie wydatki na cele energetyczne; 3) zamieszkuje w lokalu lub budynku o niskiej efektywności energetycznej. 2. Kryteria ubóstwa energetycznego kwalifikujące do programów redukcji ubóstwa energetycznego określa się każdorazowo w programach wprowadzających instrumenty redukcji ubóstwa energetycznego.

art. 5 ust. 9	9. Do dnia 1 stycznia 2022 r. i dnia 1 stycznia 2025 r. państwa członkowskie przedłożą Komisji sprawozdania dotyczące stosowania niniejszego artykułu, konieczności i proporcjonalności interwencji publicznych na podstawie niniejszego artykułu oraz oceny postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między dostawcami i w przechodzeniu na ceny rynkowe. Państwa członkowskie, które stosują ceny regulowane zgodnie z ust. 6, składają sprawozdania dotyczące spełnienia warunków określonych w ust. 7, w tym wykonywania przez dostawców obowiązku stosowania takich interwencji oraz wpływu cen regulowanych na sytuację finansową tych dostawców.	N		Polska przekazała Komisji Europejskiej sprawozdanie dotyczące stosowania interwencji publicznych w zakresie cen energii elektrycznej oraz oceny postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między dostawcami i przechodzeniu na ceny rynkowe z zachowaniem terminu przewidzianego przez unijnego ustawodawcę. Kolejne zostanie przekazane do dnia 1 stycznia 2025 r.
art. 5 ust. 10	10. Do dnia 31 grudnia 2025 r. Komisja przeprowadzi przegląd i przedstawi Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie na temat stosowania niniejszego artykułu w celu osiągnięcia rynkowych cen detalicznych energii elektrycznej, któremu w stosownych przypadkach będzie towarzyszyć lub po którym zostanie opublikowany wniosek ustawodawczy. Wniosek ten może określać datę zakończenia stosowania cen regulowanych.	N		Przepis dotyczy obowiązków Komisji.
art. 6	Dostęp stron trzecich 1. Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie systemu dostępu stron trzecich do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego na podstawie opublikowanych taryf, mających zastosowanie do wszystkich odbiorców oraz stosowanych obiektywnie i bez dyskryminacji między użytkownikami systemu. Państwa członkowskie zapewniają, aby te taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji były zatwierdzane zgodnie z art. 59 przed ich wejściem w życie, a także zapewniają publikację tych taryf oraz metod – jeżeli zatwierdzane są tylko metody – przed ich wejściem w życie. 2. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego może odmówić dostępu, jeżeli nie dysponuje niezbędną zdolnością. Odmowę uzasadnia się należyte, w szczególności z uwzględnieniem art. 9, na podstawie	T	Art. 4 ust. 2, art. 7 ust. 8l i 9, art. 8, art. 16, art. 45, art. 47 ust. 1, art. 49 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: Art. 4: 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych lub energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług. Art. 7 ust. 8l: 8l. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące: 1) podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat

	obiektywnych oraz uzasadnionych technicznie i gospodarczo kryteriów. Państwa członkowskie lub – jeżeli państwa członkowskie tak postanowią – organy regulacyjne tych państw członkowskich zapewniają, aby kryteria te były spójnie stosowane i aby użytkownik systemu, któremu odmówiono dostępu, mógł skorzystać z procedury rozstrzygania sporów. Organy regulacyjne zapewniają również, w stosownych przypadkach i gdy ma miejsce odmowa dostępu, aby operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego dostarczał stosownych informacji o środkach, jakie byłyby konieczne do usprawnienia sieci. Informacje takie dostarcza się we wszystkich przypadkach odmowy dostępu dla punktów ładowania. Na stronę występującą o takie informacje można nałożyć uzasadnioną opłatę odzwierciedlającą koszt ich dostarczenia. 3. Niniejszy artykuł stosuje się także do obywatelskich społeczności energetycznych, które zarządzają sieciami dystrybucyjnymi.		Art. 7 ust. 1 i 1¹ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 60 lit a i b projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 1 oraz dodanie ust. 1m – 1o w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 62 projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 4a w art. 46 ust. 2 oraz dodanie pkt 6a w art. 46 ust. 4 ustawy z	wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, 2) wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej oraz o wielkość niezbędną do zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającą mocy, o której mowa w art. 14 ust. 1 i art. 29 ust. 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej. 9. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; przepisów ust. 8 pkt 1 i 2 oraz pkt 3 lit. a nie stosuje się. Art. 8: 1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub

			dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony. 2. W sprawach, o których mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Art. 16. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, na okres nie krótszy niż 3 lata, uwzględniając: 1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii; 2) ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii; 3) politykę energetyczną państwa; 4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej;

				5) politykę rozwoju infrastruktury i rynku paliw alternatywnych w transporcie. 2. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres 10 lat. Plan ten w zakresie zapotrzebowania na paliwa gazowe podlega aktualizacji co 2 lata, a w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną – co 3 lata. 3. Operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu połączonego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej niebędącej jego własnością sporządza i corocznie aktualizuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe dla tej sieci. 4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres nie krótszy niż 5 lat. Przepis ust. 2 zdanie drugie stosuje się do aktualizacji planu. 5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzają prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na okres nie krótszy niż 15 lat. 6. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną sporządzany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia odpowiednio plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego i operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. 7. Plan, o którym mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności: 1) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych lub energii; 2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych lub energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii; 3) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznym innych państw – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się

				przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej; 4) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu; 5) przewidywany sposób finansowania inwestycji; 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów; 7) planowany harmonogram realizacji inwestycji; 8) przedsięwzięcia w zakresie wykorzystywania magazynów energii elektrycznej, o ile operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego lub połączonego elektroenergetycznego uzna, że jest to uzasadnione technicznie dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, oraz wykaże, w analizie kosztów i korzyści, że wykorzystanie magazynu energii elektrycznej przyniesie korzyści i nie będzie się wiązało z niewspółmiernie wysokimi kosztami – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 8. Plan, o którym mowa w ust. 1, w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, opracowywany przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej powinien także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, wielkość zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopień ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej. 8a. Analiza, o której mowa w ust. 7 pkt 8, obejmuje w szczególności porównanie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wykorzystywania magazynu energii elektrycznej w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej. 9. Operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określając w planie, o którym mowa w ust. 2, poziom połączeń międzysystemowych gazowych albo elektroenergetycznych, bierze w szczególności pod uwagę: 1) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów

				priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji, o której mowa w art. 15b ust. 5 pkt 4; 2) istniejące połączenia międzysystemowe gazowe albo elektroenergetyczne oraz ich wykorzystanie w sposób najbardziej efektywny; 3) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych gazowych albo elektroenergetycznych, a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych. 10. Plan, o którym mowa w ust. 1, powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych lub energii, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania. 11. W planie, o którym mowa w ust. 1, uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci. 12. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przy sporządzaniu projektu planu, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane współpracować z podmiotami przyłączonymi do sieci oraz z gminami, a w przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej współpracować z samorządem województwa, na którego obszarze przedsiębiorstwo to zamierza realizować przedsięwzięcia inwestycyjne; współpraca powinna polegać w szczególności na: 1) przekazywaniu podmiotom przyłączonym do sieci, na ich wniosek, informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy paliw gazowych lub energii; 2) zapewnieniu spójności pomiędzy planami przedsiębiorstw energetycznych i założeniami, strategiami oraz planami, o których mowa w art. 19 i art. 20, a w przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej zapewnienie tej spójności dotyczy planów

				przedsiębiorstw energetycznych i założeń, strategii i planów sporządzanych przez samorząd województwa. 13. Projekt planu, o którym mowa w ust. 1, podlega uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją: 1) paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 mln m3 tych paliw; 2) energii elektrycznej, dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 GWh tej energii; 3) ciepła. 14. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4, i jego aktualizację, do dnia 31 marca. W przypadku projektu planu sporządzonego przez operatora systemu przesyłowego, operator ten przedkłada projekt planu, o którym mowa w ust. 2, i jego aktualizację po przeprowadzeniu konsultacji, o których mowa w ust. 15, wraz z wynikami tych konsultacji. 14a. Projekt aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w ust. 2, 4 i 14, przedkłada się do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie do dnia 31 marca w roku, który jest drugim rokiem obowiązywania uzgodnionego planu rozwoju, niezależnie od daty jego uzgodnienia. 15. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego konsultują projekt planu, o którym mowa w ust. 2, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt ten na swojej stronie internetowej i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag. Termin ten nie może być krótszy niż 21 dni. 15a. Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych są obowiązani do zamieszczania uzgodnionego z

				Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju, o którym mowa w ust. 1, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, na swoich stronach internetowych. 16. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki konsultuje sposób finansowania inwestycji ujętych w planie opracowanym przez operatora systemu przesyłowego gazowego z właścicielem sieci przesyłowej gazowej. 17. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju, o którym mowa w ust. 1, ustala corocznie plan remontów, który zamieszcza na swojej stronie internetowej. 18. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 30 kwietnia, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z realizacji tego planu. 19. Samorząd województwa, gminy, przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorcy końcowi paliw gazowych lub energii udostępniają nieodpłatnie przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 1, informacje, o których mowa w ust. 7 pkt 1–4 i 7, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. 20. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. 21. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, co 2 lata w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 20, i informuje o tych aktualizacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

				22. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności wytwórczych i dystrybucyjnych przyjętych w planach, o których mowa w ust. 2 i 4, lub prognozach, o których mowa w ust. 20, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. Art. 45. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający: 1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią oraz magazynowania, skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność; 1a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%; 2) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań; 2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%; 3) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat;

				4) w odniesieniu do taryf dla energii elektrycznej – realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej. 1a. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993–1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdzi Prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1. 1b. Przepisów ust. 1a nie stosuje się od dnia powstania obowiązku uiszczania opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311). 1c. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty pobierania opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie wymienionej w ust. 1b. 1d. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty wprowadzenia i pobierania opłaty, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 1da. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty wprowadzenia i pobierania opłaty, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. 1e. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, paliwami gazowymi lub sprzedażą ciepła odbiorcom końcowym uwzględnia się koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

				1f. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania zadań określonych w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy oraz koszty wprowadzenia i pobierania opłaty mocowej, o której mowa w tej ustawie. 1g. Koszty związane z budową stacji gazu ziemnego, o której mowa w art. 21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w liczbie, o której mowa w art. 60 ust. 2 tej ustawy, ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 64 ust. 1 tej ustawy, lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej uwzględnia w kosztach swojej działalności. 1h. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 16b ust. 3. 1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii. 1j. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z wybudowaniem przez niego magazynu energii elektrycznej stanowiącego część jego sieci i funkcjonowaniem tego magazynu. 1k. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego wyznaczonego na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który w dniu 3 września 2009 r. należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, uwzględnia się ustalone w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców, planowane do poniesienia przez właściciela tej sieci koszty: 1) ogólnego zarządu,

				2) amortyzacji jego majątku niezbędnego do pełnienia przez operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego obowiązków z wykorzystaniem tej sieci, w tym wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, 3) danin publicznoprawnych związanych bezpośrednio z majątkiem, o którym mowa w pkt 2, 4) ustanowienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 9h ust. 5e – wraz z przysługującym właścicielowi zwrotem z kapitału zaangażowanego przez niego w majątek, o którym mowa w pkt 2. 2. Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci. 3. Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem instalacji odnawialnego źródła energii. 4. Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej. 4a. Przedsiębiorstwo energetyczne tworzy odrębną grupę taryfową dla odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, będących jednostkami ochrony przeciwpożarowej, o których mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2021 r. o ochotniczych strażach pożarnych (Dz. U. poz. 2490), biorąc pod uwagę znaczenie tych jednostek dla realizacji przedsięwzięć mających na celu ochronę życia, zdrowia, mienia lub środowiska przed pożarem, klęską żywiołową lub innym miejscowym zagrożeniem. 5. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE.

				6. Taryfy dla energii elektrycznej powinny uwzględniać, w odniesieniu do odbiorców, skutki wprowadzenia opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie wymienionej w ust. 1b. 6a. Taryfy dla energii elektrycznej uwzględniają charakterystykę poboru przez infrastrukturę ładowania drogowego transportu publicznego oraz konieczność rozwoju zbiorowego transportu publicznego wykorzystującego pojazdy elektryczne. 6b. Taryfy dla energii elektrycznej i paliw gazowych uwzględniają przychody z działalności niezwiązanej z działalnością, o której mowa w art. 44 ust. 1 pkt 1, związane z przychodami odpowiednio ogólnodostępnych stacji ładowania, lub punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), o których mowa odpowiednio w art. 64 ust. 1 lub art. 60 ust. 2 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. 7. Płatnik, o którym mowa w art. 95 ust. 2 ustawy wymienionej w ust. 1d, uwzględnia w taryfie za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w rozumieniu przepisów prawa energetycznego opłatę, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1d, ustalaną na podstawie stawki, o której mowa w art. 98 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1d, obowiązującej w danym roku. Opłata, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1d, pomniejszona o kwotę podatku od towarów i usług stanowi u płatnika, o którym mowa w art. 95 ust. 2 ustawy wymienionej w ust. 1d, podstawę opodatkowania świadczonych przez niego usług w rozumieniu art. 29a ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług. 8. Płatnik, o którym mowa w art. 61 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1da, uwzględnia w taryfie za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w rozumieniu przepisów prawa energetycznego opłatę, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1da, ustalaną na podstawie stawki, o której mowa w art. 64 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1da, obowiązującej w danym roku. Opłata, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1da, pomniejszona o kwotę podatku od towarów i usług stanowi u płatnika, o którym mowa w art. 61 ust. 1 ustawy wymienionej w ust. 1da, podstawę opodatkowania świadczonych przez niego usług w rozumieniu art. 29a ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług. 9. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z

				sieci elektroenergetycznej przez magazyn energii elektrycznej, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 10. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 11. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci przez ten magazyn, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym, ustalona w oparciu o wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego tego magazynu, o którym mowa w ust. 13. 12. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla tego magazynu, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 13. Magazyn energii elektrycznej będący częścią jednostki wytwórczej wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę jednostkę.

				Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE. Art. 49. 1. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. 2. Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. 3. Przy podejmowaniu decyzji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw lub energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii. Projekt ustawy UC74: Art. 7: 1.¹⁵⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

				1^{1.16)} Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. 15) Art. 7 ust. 1 w brzmieniu ustawy z dnia 15.12.2022 r. (Dz.U. z 2022 r. poz. 2687), która wchodzi w życie 21.12.2022 r 16) Art. 7 ust. 11 dodany ustawą z dnia 15.12.2022 r. (Dz.U. z 2022 r. poz. 2687), która wchodzi w życie 21.12.2022 r. w art. 45: w art. 45: a) w ust. 1: –wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej i agregacji. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:”, –pkt 2a otrzymuje brzmienie: „2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią instalacji magazynowania energii lub budowy i przyłączania stacji gazu ziemnego, o których mowa w art. 21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;”, –po pkt 2a dodaje się pkt 2b w brzmieniu: „2b) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w te zadania;”, b) po ust. 1l dodaje się ust. 1m–1o w brzmieniu: „1m. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się

				koszty uzasadnione związane z działalnością w organizacji OSD UE, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 1n. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne koszty uzasadnione związane z udzielaniem zamówień. 1o. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się rekompensaty finansowe, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacane w związku z wydaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b.”, Art. 46: w ust. 2 po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu: „4a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a;”, W ust. 4 po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu: „6a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a;”,

art. 7 ust. 1– 3	Linie bezpośrednie 1. Państwa członkowskie przyjmują niezbędne środki, aby umożliwić: a) wszystkim wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium zaopatrywanie linią bezpośrednią ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów; b) zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną. 2. Państwa członkowskie określają kryteria dotyczące przyznawania zezwoleń na budowę linii bezpośrednich na ich terytorium. Kryteria te muszą być obiektywne i niedyskryminacyjne. 3. Możliwość dostawy energii elektrycznej linią bezpośrednią, o której mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, nie wpływa na możliwość zawierania umów na dostawę energii elektrycznej zgodnie z art. 6.	N	art. 3 pkt 11f i 11fa, art. 7a ust. 3 i 4, art. 9g ust. 4 pkt 1, art. 49a ust. 5 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 2 lit. e, f projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 11f, w art. 3 pkt dodania pkt 11fa–11fc w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 14 i 15 projektu ustawy – zmiana brzmienia	Art. 3: 11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych; 11fa) wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej – jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do odbiorcy końcowego; Art. 7a. 3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji. 4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody, o której mowa w ust. 3, uwzględnia: 1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej; 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę. Art. 9g ust. 4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich; Art. 49a

			ust. 3 i 4 w art. 7a oraz dodanie art. 7aa w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 lit. a tiret pierwsze, drugie, czwarte, szóste projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 1 i 2 w art. 9g ust. 4 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 65 lit. a tiret drugie, projektu ustawy – dodanie pkt	1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.). 5. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej: 1) dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej; W zakresie „nakładania nieproporcjonalnych kosztów” wskazać należy, że zgodnie z obowiązującymi przepisami, opłaty nie są nakładane. Projekt ustawy UC74: e) pkt 11f otrzymuje brzmienie: „11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwórczą z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwórczą z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwarzające energię elektryczną w tej jednostce, wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia

			6ba–6be w art. 56 ust. 1 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 9 pkt 1–9 projektu ustawy – zmiany w 6, 11, 48, 69, 70, 70a, 74, 75 i 76 w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy Art. 16 i 29 projektu ustawy – przepisy przejściowe	29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120) lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw;” f) po pkt 11f dodaje się pkt 11fa–11fc w brzmieniu: „11fa) wydzielona jednostka wytwórcza – jednostkę wytwórczą, z której cała wytworzona energia elektryczna jest objęta bezpośrednim dostarczaniem energii elektrycznej do wydzielonego odbiorcy; 11fb) wydzielony odbiorca – odbiorcę, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci, lub spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa ust. 3; 11fc) bezpośrednie dostarczanie energii elektrycznej – dostawy energii elektrycznej realizowane bez wykorzystania sieci elektroenergetycznej lub realizowane z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, o którym mowa w pkt 11f;” 14) w art. 7a: w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub linii bezpośredniej”, w ust. 4 skreśla się wyrazy „lub sieci elektroenergetycznej” oraz „lub energii energetycznej”; 15) po art. 7a dodaje się art. 7aa w brzmieniu: „Art. 7aa. 1. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej jest obowiązany do: zarządzania pracą linii bezpośredniej i jej utrzymania; zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią; udzielania informacji, w tym danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju sieci operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest zbudowana linia bezpośrednia, na żądanie tego operatora lub Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki;

				do zainstalowania oraz zapewnienia prawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego umożliwiającego określenie ilości energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią; do umożliwienia operatorowi systemu elektroenergetycznego dokonania odczytu danych pomiarowych z układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w pkt 4, celem dokonania rozliczeń oraz kontroli prawidłowego działania tego układu; do złożenia zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, w tym, w przypadku zamiaru zmiany informacji lub schematu, o których mowa odpowiednio w ust. 10 pkt 1, 2 i 3, przed dostosowaniem linii bezpośredniej do tych zmian, oraz w przypadku likwidacji linii bezpośredniej. 2. Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2, o ile jego urządzenia lub instalacje uniemożliwiają wprowadzanie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, do której odbiorca planuje się przyłączyć. 3. Energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią może zostać wprowadzona do sieci elektroenergetycznej, jeżeli: są spełnione warunki polegające na przyłączeniu odbiorcy do sieci i zawarciu odpowiednich umów, o których mowa w art. 5 ust. 1; są spełnione wymagania techniczne określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, w aktach prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 rozporządzenia 2019/943 oraz w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych; została udzielona koncesja, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4. 4. Wydzielony odbiorca, z wyjątkiem wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, albo przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do którego energia elektryczna jest dostarczana z jednostki wytwórczej linią bezpośrednią w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości lub do odbiorców przyłączonych

				do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa, za energię elektryczną dostarczoną linią bezpośrednią, wnosi do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do sieci którego ten odbiorca lub to przedsiębiorstwo są przyłączone, opłatę odpowiadającą udziałowi tego podmiotu w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części niepokrytej innymi składnikami taryfy, o której mowa w art. 45, zwaną dalej „opłatą solidarnościową”, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią, oraz opłatę na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią. 5. Do wydzielonej jednostki wytwórczej lub jednostki wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej stosuje się wymagania techniczne określone dla jednostek wytwórczych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, w aktach prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 rozporządzenia 2019/943 oraz w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych, odpowiednio do mocy tej jednostki w odniesieniu do poziomu napięcia w punkcie połączenia linii bezpośredniej z instalacją odbiorcy albo z siecią, urządzeniami lub instalacjami podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. 6. Wytwórca energii elektrycznej w wydzielonej jednostce wytwórczej lub w jednostce wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej zapewnia zgodność wydzielonej jednostki wytwórczej z wymaganiami technicznymi, o których mowa w ust. 5, certyfikaty i weryfikację zgodności instalacji z wymaganiami technicznymi oraz przeprowadza symulację zgodności i testy zgodności w zakresie wynikającym z przepisów, o których mowa w ust. 5. 7. Jeżeli właściwy dla punktu przyłączenia odbiorcy operator systemu elektroenergetycznego wyrazi zgodę, testy zgodności, o których mowa w ust. 6, mogą być wykonane bez uczestnictwa tego operatora. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej informuje tego operatora o wynikach testów zgodności.

				8. W przypadku identyfikacji negatywnego wpływu wydzielonej jednostki wytwórczej lub jednostki wytwórczej dostarczającej energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej na pracę sieci operator systemu elektroenergetycznego ma prawo zażądać od wytwórcy energii elektrycznej w wydzielonej jednostce wytwórczej przeprowadzenia sprawdzających testów zgodności, o których mowa w ust. 6. 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadzi i publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki wykaz linii bezpośrednich, który zawiera: oznaczenie podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej, w tym jego imię i nazwisko lub firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej; oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej; lokalizację linii bezpośredniej; długość linii bezpośredniej; informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej; oznaczenie odbiorcy energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią, w tym jego imię i nazwisko lub firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej; w przypadku, o którym mowa w ust. 23 – adnotację o tym, że jest to linia bezpośrednia, o której mowa w ust. 23 pkt 1 lub 2 pkt a lub b; numer wpisu. 10. Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgłoszenie o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z linii bezpośredniej wraz z: oznaczeniem: podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej, w tym jego imieniem i nazwiskiem albo firmą (nazwą) wraz z oznaczeniem formy prawnej, jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej, odbiorcy energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią, w tym jego imieniem i nazwiskiem albo firmą (nazwą) wraz z oznaczeniem formy prawnej;

				informacjami o: maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej, długości linii bezpośredniej, lokalizacji linii bezpośredniej, podmiotach będących jednostkami podporządkowanymi, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, do których będzie dostarczana energia elektryczna linią bezpośrednią, danych technicznych jednostki wytwórczej, która dostarcza energię linią bezpośrednią: technologii wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywanej przez tę jednostkę, mocy zainstalowanej tej jednostki; ekspertyzą wpływu tej linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny: sporządzoną przez: osobę posiadającą kwalifikacje potwierdzone świadectwem, o którym mowa w art. 54, oraz minimum 10-letnie doświadczenie w zakresie funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, niezależną względem podmiotu składającego zgłoszenie, osobę posiadającą stopień naukowy doktora habilitowanego w zakresie nauk inżynieryjno-technicznych specjalizującą się w funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznej, instytut badawczy w rozumieniu art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2010 r. o instytutach badawczych (Dz. U. z 2022 r. poz. 498), prowadzący badania naukowe lub prace rozwojowe w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, uczelnię prowadzącą kształcenie i działalność naukową w zakresie nauk inżynieryjno-technicznych, właściwych dla wykonywania analiz funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, rzeczoznawcę w zakresie instalacji i urządzeń elektrycznych oraz sieci elektroenergetycznej, której zakres, warunki wykonania i główne założenia, w tym niezbędne dane, zostały uzgodnione z operatorem sieci elektroenergetycznej, do którego będzie przyłączony wydzielony odbiorca lub podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do których energia elektryczna będzie dostarczana za pomocą linii bezpośredniej;

				schematem elektrycznym linii bezpośredniej, wraz z przyłączeniem do sieci, instalacji lub urządzeń wydzielonego odbiorcy i wydzielonej jednostki wytwórczej, z zaznaczeniem w szczególności układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsc rozgraniczenia własności. 11. Operator sieci elektroenergetycznej, do którego będzie przyłączany podmiot, o którym mowa w ust. 10, udostępnia temu podmiotowi niezbędne dane, które zostały uzgodnione, w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku o ich udostępnienie. 12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje informacje i schemat, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, pod względem ich poprawności, a także ekspertyzę, o której mowa w ust. 10 pkt 3, pod względem wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny. 13. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki: 1) dokonuje wpisu linii bezpośredniej do wykazu, o którym mowa w ust. 9, na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, podmiotu ubiegającego się o budowę linii bezpośredniej lub podmiotu posiadającego tytuł prawny do linii bezpośredniej, w terminie 45 dni od dnia złożenia tego zgłoszenia; 2) niezwłocznie po dokonaniu wpisu linii bezpośredniej do wykazu, o którym mowa w ust. 9, wydaje zaświadczenie o wpisaniu linii bezpośredniej do tego wykazu. 14. Wpisu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, dokonuje się w przypadku stwierdzenia poprawności informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, oraz stwierdzenia braku uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny na podstawie ekspertyzy, o której mowa w ust. 10 pkt 3. 15. W przypadku stwierdzenia: braków lub niepoprawności informacji lub schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4 – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wzywa podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, do ich uzupełnienia lub poprawienia, wyznaczając termin nie krótszy niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania; uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny na podstawie ekspertyzy, o której

				mowa w ust. 10 pkt 3 – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wystąpić do: podmiotu składającego zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, o złożenie wyjaśnień, wyznaczając termin nie krótszy niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania, innego podmiotu, o którym mowa w ust. 10 pkt 3 lit. a, o sporządzenie drugiej ekspertyzy w sprawie wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, c) operatora systemu elektroenergetycznego z wnioskiem o sporządzenie ekspertyzy w zakresie, o którym mowa w ust. 10 pkt 3, wyznaczając termin na jej sporządzenie nie dłuższy niż 45 dni, a dany operator sporządza ekspertyzę w tym terminie. 16. W przypadkach, o których mowa w ust. 15 pkt 2 lit. b i c, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, o dokonany wystąpieniu o sporządzenie drugiej ekspertyzy lub o jej sporządzeniu przez operatora systemu elektroenergetycznego, w terminie, o którym mowa w ust. 13 pkt 1. 17. W przypadku braku podjęcia czynności, o których mowa w ust. 14, ust. 15 pkt 1, pkt 2 lit a, ust. 16 lub 20 przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, w pierwszym dniu roboczym po upływie terminu, o którym mowa w ust. 13 pkt 1. 18. W przypadku podjęcia czynności, o których mowa w ust. 15, termin, o którym mowa w ust. 13 pkt 1, rozpoczyna bieg od uzupełnienia braków lub poprawienia informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, udzielenia wyjaśnień, otrzymania drugiej ekspertyzy albo ekspertyzy od operatora systemu elektroenergetycznego. 19. Przez datę podjęcia czynności, o których mowa w ust. 14, ust. 15 pkt 1, pkt 2 lit. a, ust. 16 lub 20, rozumie się datę nadania pisma w sposób określony w art. 39 § 1–3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2000 i 2185). 20. W przypadku gdy: w wyznaczonym terminie podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej nie uzupełnił braków lub nie poprawił informacji i schematu, o których

				mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, na podstawie wezwania, o którym mowa w ust. 15 pkt 1, ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, wskazuje na negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona przez podmiot niespełniający przesłanek określonych w tym przepisie, ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona w sposób niedbały, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia w drodze decyzji wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9. 21. Koszty sporządzenia ekspertyz, o których mowa w ust. 15 pkt 2 lit. b i c, ponosi podmiot składający zgłoszenie, o którym mowa w ust. 10, i uiszcza na wezwanie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zaliczkę w wysokości szacowanych kosztów sporządzenia danej ekspertyzy, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wezwania, pod rygorem pozostawienia zgłoszenia bez rozpatrzenia. Jeżeli koszty sporządzenia ekspertyzy są wyższe od wniesionej zaliczki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wzywa do jej uzupełnienia, w terminie określonym w zdaniu pierwszym, pod rygorem pozostawienia zgłoszenia bez rozpatrzenia. 22. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zwraca podmiotowi wnoszącemu zaliczkę środki pozostałe po rozliczeniu kosztów sporządzenia ekspertyzy. 23. Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej dokonuje zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, przy czym zgłoszenie to obejmuje jedynie informacje i schemat, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9, jedynie na podstawie kompletności i poprawności tych informacji i schematu, w przypadku linii bezpośredniej, która:

				będzie bezpośrednio dostarczać energię elektryczną z wydzielonej jednostki wytwórczej do instalacji i urządzeń wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej lub będzie bezpośrednio dostarczać energię elektryczną do: wydzielonego odbiorcy z instalacji odnawialnych źródeł energii, podmiotu wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną w celu bezpośredniego jej dostarczenia do jego własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa – o ile ich planowane lub istniejące urządzenia lub instalacje nie umożliwiają wprowadzania energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w ust. 3, zostały spełnione, oraz gdy łączna moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych jest nie większa niż 2 MW. 24. W przypadku, o którym mowa w ust. 23: podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej załącza oświadczenie o tym, że planowane lub istniejące urządzenia lub instalacje nie umożliwiają wprowadzania energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub że warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w ust. 3, zostały spełnione; przepisów ust. 15 pkt 2 i ust. 20 pkt 2–5 nie stosuje się. 25. W przypadku: 1) zmiany informacji dotyczących linii bezpośredniej, wskazanych w ust. 10 pkt 1, 2) likwidacji linii bezpośredniej – podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej i podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej dokonują zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, obejmującego jedynie zmieniane informacje, w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tej zmiany informacji lub likwidacji linii bezpośredniej, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki aktualizuje wpis do wykazu, o którym mowa w ust. 9, jedynie na podstawie kompletności i poprawności tych informacji.

				26. Podmiot posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej, o której mowa w ust. 23, jest obowiązany do złożenia zgłoszenia, o którym mowa w ust. 10, wskazując w tym zgłoszeniu dotychczasowy numer wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9, w przypadku: złożenia przez wydzielonego odbiorcę nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, zasilanego linią bezpośrednią, o której mowa w ust. 23 pkt 1, wniosku o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przed przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej; zamiaru zmiany mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych na większą niż określona w ust. 23 . 27. W przypadku przyłączenia do sieci, o której mowa w ust. 26 pkt 1, wydzielonego odbiorcy dotychczas nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej odbiorca ten jest obowiązany spełniać warunki, o których mowa w art. 3 pkt 11 fb.”; 21) w art. 9g: a) w ust. 4: pkt 1 otrzymuje brzmienie: przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych, magazynów energii elektrycznej i linii bezpośrednich oraz przyłączania z zastrzeżeniem ograniczeń gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w odniesieniu do urządzeń wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;”, pkt 2 otrzymuje brzmienie: wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji lub sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, w tym dla linii bezpośrednich;”, – pkt 5 otrzymuje brzmienie:

				„5) przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, w tym wydzielonymi odbiorcami;”, – po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu: „7a) wymagań w zakresie użytkowania linii bezpośredniej przez wydzielonego odbiorcę przyłączonego do sieci elektroenergetycznej, w tym: a) sposobu zapewnienia braku możliwości wyprowadzania energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, b) zasad przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci jest przyłączony wydzielony odbiorca korzystający z linii bezpośredniej, c) sposobu postępowania w przypadku niezgodnego z umową o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej wprowadzenia energii elektrycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej do sieci elektroenergetycznej, d) wysokości opłat za nieuprawnione wprowadzenie energii elektrycznej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej, e) innych istotnych dla prawidłowego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej warunków korzystania z sieci elektroenergetycznej przez wydzielonego odbiorcę korzystającego z linii bezpośredniej;”, 65) w art. 56: a) w ust. 1: „6ba) w przypadku, o którym mowa w art. 7aa ust. 25, nie przekazuje Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 7aa ust. 10 pkt 2; 6bb) bez uzyskania wpisu do wykazu, o którym mowa w art. 7aa ust. 9, lub jego aktualizacji, o której mowa w art. 7aa ust. 26, buduje lub korzysta z linii bezpośredniej;

				6bc) wprowadza energię elektryczną wytworzoną w wydzielonej jednostce wytwórczej do sieci elektroenergetycznej pomimo braku spełnienia warunków i wymagań technicznych, o których mowa w art. 7aa ust. 3, w tym braku uzgodnienia warunków z właściwym operatorem systemu elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 5 ust. 1; 6bd) wprowadzając energię elektryczną dostarczaną linią bezpośrednią przekracza moc umowną określoną w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 1; 6be) nie realizuje obowiązków, o których mowa w art. 7aa ust. 1;” Art. 9. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 6 w ust. 6 w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec;”; 2) uchyla się art. 11; 3) w art. 48 w ust. 2 w pkt 3 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) ust. 1 pkt 2 – od 1. do 5. dnia roboczego, następujących po terminie ostatecznego rozliczenia wykonania obowiązków mocowych wszystkich jednostek rynku mocy w danym okresie przywołania na rynku mocy, określonym w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83;”; 4) w art. 69: a) w ust. 2 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;”; b) w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) odbiorcy końcowego, przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, do którego energia elektryczna jest dostarczana za pośrednictwem linii bezpośredniej;”; c) po ust. 6 dodaje ust. 6a w brzmieniu: „6a. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną pobiera opłatę mocową od przyłączonych do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa za pośrednictwem linii

				bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: 1) wydzielonego odbiorcy w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne; 2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych.”, d) dodaje się ust. 9 w brzmieniu: „9. Odbiorca końcowy przyłączony jednocześnie: 1) do sieci operatora, płatnika opłaty mocowej lub przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji lub wytwarzania energii elektrycznej oraz 2) do wydzielonej jednostki wytwórczej linią bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11fa ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne lub do urządzeń lub instalacji przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które linią bezpośrednią realizuje dostawy energii elektrycznej w celu bezpośredniego dostarczenia energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców końcowych – wnosi opłatę mocową za energię elektryczną pobraną linią bezpośrednią, do podmiotów, o których mowa w pkt 1, bezpośrednio lub przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną.”; 5) w art. 70 po wyrazach „wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią”; 6) w art. 70a: a) w ust. 1 w pkt 4 po wyrazach „wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią.”, b) w ust. 2 po wyrazach „wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią.”, c) w ust. 4 po wyrazach „ilość energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią.”; 7) w art. 74: a) w ust. 11:

				– we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „ilości energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”; – po wyrazach „ilość energii elektrycznej pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”; b) w ust. 12 po wyrazach „pobranej z sieci” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią,”; 8) w art. 75 w ust. 6 w pkt 2 po wyrazach „ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorców końcowych” dodaje się wyrazy „lub dostarczonej linią bezpośrednią odbiorcom końcowym,”; 9) w art. 76 pkt 5 otrzymuje brzmienie: „5) zakres, sposób i termin przekazywania Prezesowi URE, za pośrednictwem operatora i płatników opłaty mocowej, informacji niezbędnych do kalkulacji stawek opłaty mocowej;”; Art. 16. 1. Do linii bezpośrednich, wydzielonych jednostek wytwórczych i jednostek wytwórczych bezpośrednio dostarczających energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej, które pierwszy raz dostarczyły lub wytworzyły energię elektryczną przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe. 2. Do linii bezpośrednich, wydzielonych jednostek wytwórczych i jednostek wytwórczych bezpośrednio dostarczających energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej, które pierwszy raz dostarczyły lub wytworzyły energię elektryczną w dniu lub po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 i art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. 3. Do postępowań w sprawie udzielenia zgody na budowę linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, oraz postępowań w sprawie pozwolenia na budowę linii bezpośredniej, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, wszczętych i niezakończonych prawomocną decyzją przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 i 3 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

				Art. 29. 1. Wysokość opłat, o których mowa w art. 7aa ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wyrażona w zł/MWh, do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stanowi suma iloczynów ilości energii elektrycznej dostarczonej za pośrednictwem linii bezpośredniej i: 1) połowy wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz 2) stawki opłaty na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub przesyłowej elektroenergetycznej – o których mowa w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, przewidzianych w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, dedykowanych dla grupy taryfowej, do której są zaliczani wydzielony odbiorca lub przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, o którym mowa w art. 3 pkt 11f ustawy zmienianej w art. 1. 2. Ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, jest określana na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, spełniających wymagania, o których mowa w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 11x. 3. Opłata, o której mowa w ust. 1, jest przekazywana, w terminie do 10. dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy rozliczenie, na rachunek bankowy operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca wydzielony, o którym mowa w art. 7aa ust. 24 ustawy zmienianej w art. 1, lub przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości oraz do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa.

				4. Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z linii bezpośredniej jest obowiązany do przekazywania operatorowi, o którym mowa w ust. 3, danych pochodzących z układu pomiarowo-rozliczeniowego umożliwiającego określenie ilości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy za pośrednictwem linii bezpośredniej.

Art. 7 ust. 4 i 5	4. Państwa członkowskie mogą uzależnić wydanie zezwolenia na budowę linii bezpośredniej od odmowy dostępu do sieci, w stosownym przypadku na podstawie art. 6, lub od wszczęcia procedury rozstrzygania sporów zgodnie z art. 60. 5. Państwa członkowskie mogą odmówić udzielenia zezwolenia na linię bezpośrednią, jeśli udzielenie takiego zezwolenia naruszyłoby stosowanie przepisów dotyczących obowiązków użyteczności publicznej, o których mowa w art. 9. Odmowa musi być należycie uzasadniona.	N	Art. 7a ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 7a. 3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji. 4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, udzielając zgody, o której mowa w ust. 3, uwzględnia: 1) wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej lub sieci elektroenergetycznej; 2) odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej istniejącą siecią gazową lub siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę. Projekt ustawy UC74: 14) w art. 7a: w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub linii bezpośredniej”, 15) po art. 7a dodaje się art. 7aa w brzmieniu: 20. W przypadku gdy: 1) w wyznaczonym terminie podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej nie uzupełnił braków lub nie poprawił informacji i schematu, o których mowa w ust. 10 pkt 2 i 4, na podstawie wezwania, o którym mowa w ust. 15 pkt 1, 2) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, wskazuje na negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, 3) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona przez podmiot niespełniający przesłanek określonych w tym przepisie, 4) ekspertyza, o której mowa w ust. 10 pkt 3, została sporządzona w sposób niedbały, 5) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził negatywny wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, polegający na powodowaniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

				– Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia w drodze decyzji wpisu do wykazu, o którym mowa w ust. 9.

art. 8	Procedura udzielania zezwoleń na nowe zdolności	N	art. 7 ust. 1, 8d ⁴ – 8d ⁸ , art. 8, art. 33 ust. 1, 2, 3, 3a, 3c, 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 7
	1. W odniesieniu do budowy nowych zdolności wytwórczych państwa członkowskie przyjmują procedurę udzielania zezwoleń, która opiera się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. 2. Państwa członkowskie określają kryteria udzielania zezwoleń na budowę zdolności wytwórczych na swoim terytorium. Określając odpowiednie kryteria, państwa członkowskie biorą pod uwagę: a) bezpieczeństwo i ochronę systemu elektroenergetycznego, instalacji i związanych z nimi urządzeń; b) ochronę zdrowia i bezpieczeństwa publicznego; c) ochronę środowiska; d) zagospodarowanie terenu i warunki lokalizacji; e) wykorzystanie terenów publicznych; f) efektywność energetyczną; g) charakter źródeł energii pierwotnej; h) szczególne cechy wnioskodawcy, takie jak możliwości techniczne, ekonomiczne i finansowe; i) zgodność ze środkami przyjętymi zgodnie z art. 9; j) wkład zdolności wytwórczych w osiąganie ogólnego celu Unii zakładającego co najmniej 32 % udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii w 2030 r., o którym mowa w art. 3 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001; k) wkład zdolności wytwórczych w redukcję emisji; oraz l) rozwiązania alternatywne dla budowy nowych zdolności wytwórczych, takich jak rozwiązania w dziedzinie odpowiedzi odbioru i magazynowania energii. 3. Państwa członkowskie zapewniają istnienie specjalnych, uproszczonych i usprawnionych procedur udzielania zezwoleń na małe wytwarzanie zdecentralizowane lub rozproszone, które uwzględniają ich ograniczoną wielkość i potencjalne oddziaływanie. Państwa członkowskie mogą określić wytyczne dotyczące tej szczególnej procedury udzielania zezwoleń. Organy regulacyjne lub inne właściwe organy krajowe, w tym organy planowania, dokonują przeglądu tych wytycznych			1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. 8d⁴. W przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. 8d⁵. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 8d⁴, zawiera w szczególności: 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji; 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a; 3) dane o lokalizacji mikroinstalacji. 8d⁶. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d⁴, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie 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 posiadam tytuł prawny do nieruchomości na

art. 9	Obowiązki użyteczności publicznej 1. Bez uszczerbku dla ust. 2 państwa członkowskie, na podstawie swojej struktury organizacyjnej i z należyтым uwzględnieniem zasady pomocniczości, zapewniają, aby przedsiębiorstwa energetyczne działały zgodnie z zasadami niniejszej dyrektywy, co ma na celu stworzenie konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym rynku energii elektrycznej, oraz nie dyskryminują tych przedsiębiorstw w odniesieniu do ich praw lub obowiązków. 2. W pełni uwzględniając odpowiednie postanowienia TFUE, w szczególności art. 106, państwa członkowskie mogą w ogólnym interesie gospodarczym nałożyć na przedsiębiorstwa działające w sektorze elektroenergetycznym obowiązki użyteczności publicznej, które mogą odnosić się do bezpieczeństwa, w tym również do bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw, a także ochrony środowiska, w tym również do efektywności energetycznej, energii ze źródeł odnawialnych i ochrony klimatu. Takie obowiązki muszą być jasno określone, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i gwarantować przedsiębiorstwom energetycznym w Unii równość dostępu do konsumentów krajowych. Obowiązki użyteczności publicznej dotyczące ustalania cen za dostawy energii elektrycznej muszą spełniać wymagania określone w art. 5 niniejszej dyrektywy. 3. Jeżeli za wypełnienie obowiązków określonych w ust. 2 niniejszego artykułu lub za świadczenie usługi powszechnej określonej w art. 27 przewidziano przyznawanie przez państwo członkowskie rekompensat finansowych, innych form rekompensaty oraz praw wyłącznych, odbywa się to w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny. 4. Wdrażając niniejszą dyrektywę, państwa członkowskie informują Komisję o wszystkich środkach	N	Art. 5a, art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 2 lit. a, b, n i o projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 3 pkt 6b oraz dodania pkt 6c w wustawie z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 8 i 9 projektu ustawy – zmiany brzmienia art. 5aa i 5ab oraz dodania art. 5ac–5ag w ustawie z	Szereg regulacji wskazanych w szczególności w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dotyczy obowiązków użyteczności publicznej: – obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, – prawo odbiorców do zakupu energii od wybranego przez siebie sprzedawcy, – działanie sprzedawców z urzędu, – regulacja cen odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych. Poniżej wskazano przepisy, które regulują tę kwestię: Art. 5a. 1. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej. 3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy. 4. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z usługi kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu. Art. 47 ust. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich

	przyjętych w celu spełniania obowiązku usługi powszechnej i obowiązku użyteczności publicznej, w tym również ochrony konsumentów i ochrony środowiska, a także o ich możliwym wpływie na konkurencję krajową i międzynarodową oraz o tym, czy takie środki wymagają odstępstwa od niniejszej dyrektywy. Państwa członkowskie powiadamiają następnie Komisję co dwa lata o wszelkich zmianach takich środków niezależnie od tego, czy wymagają one odstępstwa od niniejszej dyrektywy, czy też nie. 5. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu art. 6, 7 i 8 niniejszej dyrektywy w zakresie, w jakim ich stosowanie stanowiłoby prawną lub faktyczną przeszkodę w wykonywaniu obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ogólnym interesie gospodarczym, w zakresie, w jakim nie wpłynie to na rozwój handlu w stopniu sprzecznym z interesami Unii. Interesy Unii obejmują między innymi konkurencję w odniesieniu do odbiorców zgodnie z art. 106 TFUE i z niniejszą dyrektywą.		dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 19 lit. b tiret szóste projektu ustawy – dodanie tiret czwarte w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 c i d projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 5b w art. 9g dodanie tiret czwarte w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f w ustawie z dnia 10 kwietnia	obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE. Projekt UC74 Na podstawie art. 9 ust. 2 i 3 dyrektywy w projekcie ustawy zaproponowano wprowadzenie nowego modelu sprzedaży rezerwowej. Będzie on m. in. uwzględniał zautomatyzowany obieg informacji rynku energii między użytkownikami CSIRE. Jednocześnie, zaproponowane rozwiązania wypełniają przesłanki zawarte w nowelizacji dyrektywy 2019/944, a konkretnie art. 27a – dedykowanego właśnie sprzedaży rezerwowej. 2) w art. 3: a) pkt 6b otrzymuje brzmienie: „6b) sprzedaż rezerwowa paliw gazowych – sprzedaż paliw gazowych odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej gazowej lub do sieci przesyłowej gazowej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3, zwanej dalej „umową kompleksową”;”; b) po pkt 6b dodaje się pkt 6c – 6g w brzmieniu: „6c) sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej – sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej w przypadku nieprzekazania do centralnego systemu informacji rynku energii informacji o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii; n) pkt 29a otrzymuje brzmienie: „29a) sprzedawca rezerwowo paliw gazowych – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi, wskazane przez odbiorcę końcowego, zapewniające temu odbiorcy końcowemu sprzedaż rezerwową paliw gazowych;”; o) po pkt 29a dodaje się pkt 29b w brzmieniu:

		1997r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 62 lit. a tiret drugie projektu ustawy – zmiana brzmienia pkt 5 i 6 w art. 46 ust. 2 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczn e Art. 21–24 projektu ustawy – przepisy przejściowe	„29b) sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej – przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii na sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zapewniające odbiorcom końcowym przyłączonym do danego systemu elektroenergetycznego sprzedaż rezerwową energii elektrycznej;”, 8) art. 5aa i art. 5ab otrzymują brzmienie: „Art. 5aa. 1. W umowie o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub usługi przesyłania paliw gazowych lub w umowie kompleksowej, odbiorca końcowy wskazuje sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych spośród sprzedawców ujętych na liście, o której mowa w ust. 4, oraz upoważnia operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci ten odbiorca końcowy jest przyłączony, do zawarcia w jego imieniu i na jego rzecz – w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę – umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych ze wskazanym przez tego odbiorcę końcowego sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych. 2. Sprzedawca zawierający umowę kompleksową jest obowiązany niezwłocznie poinformować operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oraz wskazanego przez odbiorcę końcowego sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych o wyborze dokonany w umowie przez odbiorcę końcowego. 3. Sprzedawca paliw gazowych oferujący sprzedaż rezerwową paliw gazowych publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie ofertę dotyczącą warunków sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w tym wzór umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych i zestawienie aktualnych cen, warunków ich stosowania i zasad rozliczeń dla sprzedaży rezerwowej paliw gazowych. Sprzedawca ten przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatorowi systemu przesyłowego gazowego aktualną

				informację o adresie strony internetowej, na której zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej paliw gazowych skierowane do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora. 4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu przesyłowego gazowego publikują na swoich stronach internetowych oraz udostępniają w swoich siedzibach aktualną listę sprzedawców, którzy oferują sprzedaż rezerwową paliw gazowych odbiorcom końcowym przyłączonym do ich sieci, wraz z informacją o adresach ich stron internetowych, na których zostały opublikowane oferty sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową paliw gazowych. 5. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego i operator systemu przesyłowego gazowego przedstawiają aktualną listę sprzedawców, o której mowa w ust. 4, na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do ich sieci. 6. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego zawierają umowę sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w imieniu i na rzecz przyłączonego do ich sieci odbiorcy końcowego paliw gazowych, ze sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych: 1) niezwłocznie po uzyskaniu informacji o konieczności zaprzestania: a) sprzedaży paliw gazowych, o której mowa w art. 5 ust. 14, b) świadczenia usług dystrybucji lub usług przesyłania paliw gazowych, o której mowa w art. 5 ust. 15, 2) w przypadku wygaśnięcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z dotychczasowym sprzedawcą paliw gazowych – jeżeli odbiorca końcowy nie zgłosił właściwemu operatorowi informacji o zawarciu umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, lub gdy sprzedawca wybrany przez odbiorcę końcowego nie podjął sprzedaży paliw gazowych. Zawarcie umowy następuje przez złożenie przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego sprzedawcy rezerwowemu paliw gazowych oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

				7. Umowa sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, o której mowa w ust. 6, obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę paliw gazowych i zawierana jest na czas nieokreślony. Umowa ta może ulec rozwiązaniu: 1) w dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub 2) w drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem 7 dniowego okresu wypowiedzenia liczonego od dnia doręczenia sprzedawcy paliw gazowych oświadczenia odbiorcy końcowego, przy czym odbiorca końcowy może wskazać późniejszy termin jej rozwiązania – a odbiorca końcowy nie może zostać obciążony przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych kosztami z tytułu wcześniejszego rozwiązania tej umowy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego informuje odbiorcę końcowego przyłączonego do jego sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, przyczynach zawarcia tej umowy, danych teleadresowych sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych oraz miejscu opublikowania przez sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych warunków umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia. 9. Sprzedawca rezerwy paliw gazowych przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, w terminie 30 dni od dnia otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oświadczenia o przyjęciu oferty sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 6, oraz informuje o prawie odbiorcy końcowego do wypowiedzenia tej umowy. 10. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego przekazują dotychczasowemu

				sprzedawcy i sprzedawcy rezerwowemu paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 6, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej paliw gazowych temu odbiorcy końcowemu, w celu umożliwienia dotychczasowemu sprzedawcy dokonania rozliczeń z tym odbiorcą końcowym. Przepis art. 4j ust. 7 stosuje się odpowiednio. 11. Przepisów ust. 1–10 nie stosuje się do odbiorców, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b. 12. W przypadku gdy umowa, o której mowa w ust. 7, przestała obowiązywać lub uległa rozwiązaniu, a operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego nie otrzymali informacji o zawarciu przez odbiorcę końcowego przyłączonego do ich sieci umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej z innym sprzedawcą w ramach procedury zmiany sprzedawcy, operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego zaprzestają dostarczania paliw gazowych odbiorcy końcowemu. Art. 5ab. 1. W przypadku gdy dotychczasowy sprzedawca zaprzestał sprzedaży paliw gazowych odbiorcy końcowemu a: 1) w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub usług przesyłania paliw gazowych lub umowie kompleksowej zawartej przez tego odbiorcę końcowego nie został wskazany sprzedawca rezerwowy paliw gazowych lub umowa ta nie zawiera upoważnienia operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego gazowego do zawarcia w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych albo 2) sprzedawca rezerwowy paliw gazowych wskazany przez tego odbiorcę końcowego nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej paliw gazowych – operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawierają ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową. 2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1, zawarcie umowy kompleksowej następuje przez złożenie przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego sprzedawcy z urzędu oświadczenia o przyjęciu jego oferty.

				Umowa kompleksowa jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę paliw gazowych albo sprzedawcę rezerwowego paliw gazowych lub niepodjęcia sprzedaży przez takiego sprzedawcę. 3. Jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, w rozliczeniach z odbiorcą w gospodarstwie domowym stosuje tę taryfę. 4. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego informują odbiorcę końcowego przyłączonego do ich sieci o zawarciu w jego imieniu i na jego rzecz umowy kompleksowej ze sprzedawcą z urzędu, w terminie 5 dni od dnia jej zawarcia. 5. Sprzedawca z urzędu przekazuje odbiorcy końcowemu jeden egzemplarz umowy kompleksowej w terminie 14 dni od dnia otrzymania od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego oświadczenia o przyjęciu jego oferty, o którym mowa w ust. 2, oraz informuje o prawie tego odbiorcy do wypowiedzenia tej umowy. 6. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego przekazują dotychczasowemu sprzedawcy i sprzedawcy z urzędu dane dotyczące ilości zużytych przez odbiorcę końcowego paliw gazowych, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu temu odbiorcy w celu umożliwienia dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z tym odbiorcą. 7. Z chwilą uruchomienia sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, z przyczyn leżących po stronie dotychczasowego sprzedawcy, dotychczas obowiązująca umowa sprzedaży paliw gazowych albo umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z mocy prawa, bez konieczności ponoszenia przez odbiorcę końcowego dodatkowych kosztów lub opłat. Przepisy art. 4j ust. 3 i 7 stosuje się odpowiednio. 8. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do odbiorców końcowych, o których mowa w art. 6a ust. 3 i art. 6b.”; 9) po art. 5ab dodaje się art. 5ac–5ag w brzmieniu: „Art. 5ac. 1. W przypadku gdy do centralnego systemu informacji rynku energii nie została przekazana informacja o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej dla danego punktu poboru energii odbiorcy przyłączonego do sieci

				dystrybucyjnej elektroenergetycznej, operator informacji rynku energii niezwłocznie informuje o tym sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej. 2. Operator informacji rynku energii nie ponosi odpowiedzialności za konsekwencje uruchomienia lub nieuruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wynikające z działań lub zaniechań użytkowników systemu. 3. Z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o okolicznościach, o których mowa w ust. 1, sprzedawca ten staje się z mocy prawa stroną umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, zawartej z odbiorcą, o którym mowa w ust. 1. 4. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej obowiązuje na czas nieokreślony. 5. W przypadku braku możliwości realizacji obowiązków przez sprzedawcę rezerwowego energii elektrycznej, do czasu wyznaczenia zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii nowego sprzedawcy zobowiązanego, jego rolę pełni sprzedawca zobowiązany wyznaczony dla obszaru działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. 6. Przepisu ust. 1 i 3 nie stosuje się w przypadku gdy: 1) odbiorca pobiera energię elektryczną z wykorzystaniem przedpłatowej formy rozliczeń, o której mowa w art. 11t ust. 12; 2) nastąpiło wstrzymanie dostaw energii elektrycznej z przyczyn, o których mowa w art. 6a ust. 3 oraz art. 6b ust. 1 i 2; 3) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej a odbiorca nie zawarł nowej umowy o świadczenie tych usług; 4) nastąpiło wygaśnięcie lub rozwiązanie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej a odbiorca nie zawarł nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej po ich wygaśnięciu, chyba że zmiana sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej nastąpiła w wyniku zmiany sprzedawcy zobowiązanego wyznaczonego zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych

				źródłach energii w trakcie obowiązywania umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej; 5) na dzień poprzedzający zawarcie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, o których mowa w ust. 2, odbiorca końcowy objęty już był sprzedażą rezerwową energii elektrycznej; 6) dla danego punktu poboru energii, na dzień poprzedzający weryfikację informacji, o których mowa w ust. 1, nie była realizowana umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa kompleksowa. 8. Sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej jest uruchamiana z chwilą poinformowania sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej przez operatora informacji rynku energii o potrzebie uruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. 9. Cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wynosi nie więcej niż trzykrotność średniej ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18a, za poprzedni kwartał. 10. Z chwilą uruchomienia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, z przyczyn leżących po stronie dotychczasowego sprzedawcy, dotychczas obowiązująca umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa kompleksowa ulega rozwiązaniu z mocy prawa, bez konieczności ponoszenia przez odbiorcę końcowego dodatkowych kosztów lub opłat. Art. 5ad. 1. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej informuje odbiorcę końcowego w terminie 5 dni od dnia udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji, o której mowa w art. 5ac ust. 1, o: 1) zawarciu umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, podstawie prawnej jej zawarcia oraz o dacie rozpoczęcia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;

				2) warunkach świadczenia sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, w tym o stosowanym cenniku i terminie jego obowiązywania oraz o okresie rozliczeniowym; 3) prawie do wypowiedzenia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, z zachowaniem siedmiodniowego okresu wypowiedzenia; 4) prawach i obowiązkach odbiorcy końcowego wynikających ze sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej; 5) prawie do dokonania wyboru nowego sprzedawcy wraz z informacją, że z chwilą rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z nowym sprzedawcą, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej ulega rozwiązaniu, bez konieczności jej wypowiedzania; 6) sposobie weryfikacji przez odbiorcę końcowego informacji o wyznaczeniu sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej; 7) szacowanych miesięcznych kosztach energii elektrycznej dla przeciętnego zużycia energii elektrycznej w ramach danej grupy taryfowej na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. 2. Sprzedawca rezerwowy energii elektrycznej dołącza do każdego rozliczenia za energię elektryczną z odbiorcą końcowym korzystającym ze sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej informację: 1) o prawie do wyboru nowego sprzedawcy; 2) że z chwilą rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z nowym sprzedawcą, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej ulega rozwiązaniu, bez konieczności jej wypowiedzania. 3. Sprzedawca rezerwowy energii elektrycznej dokonuje rozliczenia za energię elektryczną w okresach miesięcznych. 4. Sprzedawca rezerwowy energii elektrycznej publikuje na swojej stronie internetowej informację o cenie energii elektrycznej sprzedawanej w ramach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej i o warunkach jej świadczenia, a także wzór umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowej

				zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. 5. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej działającym na jego obszarze oraz publikuje adres strony internetowej, o której mowa w ust. 4. 6. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej, który utracił status sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej z przyczyn niezwiązanych ze zmianą sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej, informuje odbiorcę końcowego o: 1) zakończeniu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wraz ze wskazaniem przyczyny oraz daty tego zakończenia – niezwłocznie po utracie statusu sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej; 2) rozliczeniu końcowym – w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia utraty statusu sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej; 3) sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej, wyznaczonym zgodnie z art. 5ac ust. 6. 7. Sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej, który utracił status sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej w związku ze zmianą sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej dla obszaru działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, informuje odbiorcę końcowego o: 1) planowanym zakończeniu sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wraz ze wskazaniem przyczyny oraz daty planowanego zakończenia – w terminie 3 dni przed planowaną datą zmiany sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej; 2) rozliczeniu końcowym – w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia utraty statusu sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej; 3) nowym sprzedawcy rezerwowym energii elektrycznej. 8. W przypadku zmiany sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej, nowy sprzedawca rezerwowo energii elektrycznej przekazuje odbiorcy końcowemu w terminie 3 dni od dnia rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, informacje, o których mowa w ust. 1. 9. Sprzedawca energii elektrycznej dostarcza odbiorcy końcowemu umowę sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowę

				kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej: 1) w terminie 14 dni od dnia otrzymania przez sprzedawcę rezerwowej energii elektrycznej informacji od operatora informacji rynku energii o wystąpieniu przesłanek uruchomienia sprzedaży rezerwowej – odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym; 2) w terminie 30 dni od dnia otrzymania przez sprzedawcę rezerwowej energii elektrycznej informacji od operatora informacji rynku energii o wystąpieniu przesłanek uruchomienia sprzedaży rezerwowej – innemu odbiorcy. Art. 5ae. 1. Sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej ustaje na skutek: 1) rozpoczęcia realizacji sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą dla danego punktu poboru energii – z chwilą rozpoczęcia realizacji odpowiednio umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej; 2) wygaśnięcia lub rozwiązania umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej dla danego punktu poboru energii – z chwilą wygaśnięcia lub rozwiązania tej umowy; 3) wygaśnięcia lub rozwiązania umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla danego punktu poboru energii – z chwilą wygaśnięcia lub rozwiązania tej umowy. 2. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 3, umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wygasa z mocy prawa. 3. W przypadku zmiany sprzedawcy rezerwowej energii elektrycznej dotychczasowy sprzedawca rezerwowej energii elektrycznej jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą końcowym nie później niż w terminie, o którym mowa w art. 4j ust. 7, liczonym od dnia dokonania tej zmiany. Art. 5af. 1. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej z zachowaniem siedmiodniowego okresu wypowiedzenia. 2. Umowa sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowa kompleksowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży

				rezerwowej energii elektrycznej ulega rozwiązaniu z upływem 7 dni od dnia doręczenia sprzedawcy z urzędu oświadczenia odbiorcy końcowego o wypowiedzeniu umowy. Odbiorca może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy, o której mowa w zdaniu pierwszym. Art. 5ag. Przepisy art. 3 pkt 6c i 29b, art. 5 ust. 14 oraz art. 5ac–5af stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2, a także do wytwórcy, który jest zaopatrywany w energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy kompleksowej.”; Art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f – w pkt 9a w lit. f w tiret trzecim średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się tiret czwarte w brzmieniu: „– informacji o sprzedawcy rezerwowej energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”, Art. 9g: ust. 5b otrzymuje brzmienie: Operator systemu dystrybucyjnego gazowego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, a operator systemu przesyłowego gazowego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, określa procedurę wymiany informacji, o których mowa w art. 5 ust. 14 i 15, oraz tryb, warunki i terminy uruchamiania sprzedaży rezerwowej paliw gazowych, o której mowa w art. 5aa, i sprzedaży, o której mowa w art. 5ab, w tym procedurę wymiany informacji.”, po ust. 5b dodaje się ust. 5ba w brzmieniu: Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa w instrukcji, o której mowa w ust. 5c, tryb i warunki uruchomienia i obsługi sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, w tym procedurę wymiany informacji.”, Art. 46 ust. 2: – pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie: „5) sposób prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w ramach sprzedaży rezerwowej paliw gazowych;

				6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym w ramach sprzedaży rezerwowej paliw gazowych;”, Art. 56 ust. 1: 17b) będąc operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego, nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej paliw gazowych zgodnie z art. 5aa ust. 6 lub umowy kompleksowej zgodnie z art. 5ab ust. 1;”, – po pkt 17b dodaje się pkt 17c–17e w brzmieniu: „17c) będąc sprzedawcą rezerwowym energii elektrycznej nie realizuje obowiązków informacyjnych określonych w art. 5ac ust. 8 oraz w art. 5ad; 17d) będąc sprzedawcą rezerwowym energii elektrycznej nie realizuje sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej; 17e) będąc sprzedawcą rezerwowym paliw gazowych nie realizuje wobec odbiorcy końcowego obowiązków, o których mowa w art. 5aa ust. 8 i 9 oraz art. 5ab ust. 4 i 5, w terminach tam wskazanych;”, Art. 21. Sprzedawca energii elektrycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego poinformuje odbiorcę końcowego, z którym zawarł odpowiednio umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową oraz umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, oraz wytwórcę, który jest zaopatrywany w energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży albo umowy kompleksowej, o nowych zasadach sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej wprowadzonych niniejszą ustawą oraz o terminie ich wejścia w życie, do dnia 1 lipca 2024 r. Art. 22. Sprzedawca energii elektrycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dostosują zawarte między nimi przed dniem 1 lipca 2024 r. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do nowych zasad sprzedaży

				rezerwowej energii elektrycznej wprowadzonych niniejszą ustawą, do dnia 31 grudnia 2024 r. Art. 23. 1. Umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy kompleksowe oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawarte na podstawie dotychczasowych przepisów pozostają w mocy. 2. Umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej zawarte przed dniem 1 lipca 2024 r. na podstawie przepisów dotychczasowych pozostają w mocy. 3. Umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowy kompleksowe zawierające postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej, zawarte na podstawie przepisów dotychczasowych, traktowane są, na potrzeby procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, jako odpowiednio umowy sprzedaży lub umowy kompleksowe. Art. 24. 1. Do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, do sprzedaży rezerwowej paliw gazowych stosuje się przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz sposobu ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi tych odbiorców. 2. Do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, do sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej stosuje się przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym w zakresie sposobu prowadzenia rozliczeń z odbiorcami oraz sposobu ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi tych odbiorców, a także reklamacji.
art. 10 ust. 1	Podstawowe prawa wynikające z umowy	N	Art. 4j ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10	Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.

	1. Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom końcowym prawo do zakupu energii elektrycznej od dostawcy, z zastrzeżeniem jego zgody, niezależnie od tego, w jakim państwie członkowskim dostawca jest zarejestrowany, pod warunkiem że dostawca ten stosuje się do mających zastosowanie zasad dotyczących handlu i bilansowania. W związku z tym państwa członkowskie przyjmują wszystkie środki niezbędne do zapewnienia, aby w procedurach administracyjnych nie dyskryminować dostawców zarejestrowanych już w innym państwie członkowskim.		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.
art. 10 ust. 2	2. Bez uszczerbku dla unijnych zasad dotyczących ochrony konsumentów, w szczególności dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/83/UE (20) oraz dyrektywy Rady 93/13/EWG (21), państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi posiadali prawa przewidziane w ust. 3–12 niniejszego artykułu	N		Przepis ma charakter ogólny. Zapewnienie odbiorcom końcowym praw przewidzianych w art. 10 ust. 3–12, zostało przedstawione poniżej.
art. 10 ust. 3	3. Odbiorcy końcowi mają prawo do zawierania z dostawcą umowy, która określa: a) nazwę i adres dostawcy; b) świadczone usługi, oferowany poziom jakości usługi, jak również termin przyłączenia; c) rodzaje oferowanych usług w zakresie utrzymania; d) sposoby uzyskiwania aktualnych informacji na temat wszystkich mających zastosowanie taryf, opłat za utrzymanie oraz wiązanych produktów lub usług; e) okres obowiązywania umowy, warunki przedłużania oraz rozwiązania umowy i zakończenia świadczenia usług, w tym w odniesieniu do produktów lub usług wiązanych z tymi usługami, a także czy dozwolone jest rozwiązanie umowy bez opłat; f) wszelkie ustalenia dotyczące rekompensat i zwrotu opłat, które mają zastosowanie w przypadku niespełnienia standardów jakości usług zagwarantowanych w umowie, włącznie z niepoprawnym lub opóźnionym rozliczeniem; g) metodę wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygania sporów zgodnie z art. 26; h) informacje dotyczące praw konsumenta, w tym informacje dotyczące rozpatrywania skarg oraz wszystkie	T	Art. 1 pkt 6 lit. h projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 4b oraz art. 1 pkt 6 lit. i projektu ustawy dodanie ust. 4d i 4e w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„4b. Umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca paliw gazowych w gospodarstwie domowym, określają strony umowy i zawierają informacje o: 1) prawach tego odbiorcy, w tym o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów; 2) możliwości uzyskania pomocy, w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci gazowej; 3) miejscu i sposobie zapoznania się z mającymi zastosowanie obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu gazowego.”, „4d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej, określają strony umowy i zawierają informację o: 1) prawach tego odbiorcy, a w przypadku gdy stroną umowy jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, także o sposobach pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym o sposobie rozwiązywania sporów, o którym mowa w art. 31a ust. 1; 2) możliwości uzyskania pomocy, w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej; 3) miejscu i sposobie zapoznania się, z mającymi zastosowanie, obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego.

	informacje, o których mowa w niniejszym ustępie, przekazywane w sposób przejrzysty na rachunku lub na stronie internetowej przedsiębiorstwa energetycznego. Warunki umów muszą być uczciwe i znane z góry. W każdym przypadku informacje te muszą zostać dostarczone przed zawarciem lub potwierdzeniem umowy. W przypadku gdy umowy są zawierane przez pośredników, informacje dotyczące kwestii wymienionych w niniejszym ustępie dostarczane są także przed zawarciem umowy. Odbiorcy końcowi otrzymują streszczenie kluczowych warunków umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zredagowane prostym językiem.		Art. 20 projektu ustawy	4e. Sprzedawca energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej: 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres świadczonych usług; 3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i o odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. . Art. 20. Do umów, o których mowa w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, chyba że odbiorca końcowy energii elektrycznej złoży sprzedawcy energii elektrycznej, z którym została zawarta umowa sprzedaży, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 albo umowa kompleksowa, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, wniosek o uzupełnienie tej umowy o postanowienia wskazane w art. 5 ust. 4d ustawy zmienianej w art. 1, w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
Art. 10 ust. 4 i 5	4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania	T	Art. 1 pkt 6 lit. k projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 6 w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	„6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w terminie jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej powiadamia odbiorców, którzy nie są stroną umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie: a) miesiąca przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,

	umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca. 5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych.		energetyczn e	b) dwóch tygodni przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”,
Art. 10 ust. 6	6. Dostawcy oferują odbiorcom końcowym szeroki wybór metod płatności. Takie metody płatności nie mogą w nieuzasadniony sposób różnicować odbiorców. Wszelkie różnice dotyczące opłat związanych z metodami płatności lub systemów przedpłat muszą być obiektywne, niedyskryminacyjne i proporcjonalne oraz nie mogą przekraczać kosztów bezpośrednich ponoszonych przez odbiorcę płatności z tytułu korzystania z określonej metody płatności lub systemu przedpłat, zgodnie z art. 62 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2366 (22).	N	Art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Ustawa z dnia 19 sierpnia 2011 r. o usługach płatniczych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1907, z późn. zm.) Art. 2 pkt 6 lit. a projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia	Art. 5. 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy Projekt ustawy UC74: Art. 5. 2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny zawierać co najmniej: 1) umowa sprzedaży – postanowienia określające: miejsce dostarczenia paliw gazowych lub energii do odbiorcy i ilość tych paliw lub energii w podziale na okresy umowne, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania oraz pouczenie o konsekwencjach wyboru sprzedawcy rezerwowego;

			art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	
Art. 10 ust. 7	7. Zgodnie z ust. 6 odbiorcy będący gospodarstwami domowymi, którzy mają dostęp do systemów przedpłat, nie mogą być stawiani w niekorzystnej sytuacji z tego powodu.	N		Nie dotyczy
Art. 10 ust. 8	8. Dostawcy oferują odbiorcom końcowym sprawiedliwe i przejrzyste warunki ogólne, które muszą być przedstawione jasnym i jednoznacznym językiem i nie mogą zawierać pozaumownych barier dla korzystania z praw odbiorców, takich jak nadmierna dokumentacja umów. Odbiorcy muszą być chronieni przed nieuczciwymi lub wprowadzającymi w błąd metodami sprzedaży.	N	Art. 5 ust. 6e–6g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 24 ust. 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentó w (Dz. U. z 2021 r. poz. 275)	6e. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię aktualnego zbioru praw konsumenta energii oraz zamieszcza ją na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym. Przez zbiór praw konsumenta energii rozumie się dokument sporządzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi, organizacjami konsumentów, partnerami społecznymi, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz innymi zainteresowanymi stronami, zawierający praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. 6f. Kopię zbioru praw konsumenta energii, o którym mowa w ust. 6e, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 6g. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki aktualizuje zbiór praw konsumenta energii, o którym mowa w ust. 6e, w oparciu o aktualny stan prawny. Przepis ust. 6f stosuje się odpowiednio. Art. 24. 1. Zakazane jest stosowanie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.
Art. 10 ust. 9	9. Odbiorcy końcowi mają prawo do dobrej jakości usługi oraz do rozpatrywania skarg przez ich dostawców.	N	Art. 5 ust. 6d ustawy z dnia 10	Art. 5:

	Dostawcy muszą rozpatrywać skargi w prosty, sprawiedliwy i szybki sposób.		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne § 42 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	6d. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej informuje odbiorcę tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. § 42. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców: 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci; 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci; 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci; 4) powiadamia z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie: a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV; 5) informuje na piśmie z co najmniej: a) tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, b) rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;

				6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci; 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf; 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów; 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego; 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 38 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.
Art. 10 ust. 10	10. Odbiorcy końcowi mający dostęp do usługi powszechnej zgodnie z przepisami przyjętymi przez państwa członkowskie na podstawie art. 27 muszą być informowani o przysługujących im prawach dotyczących usługi powszechnej.	N	art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Rozporządzenie Ministra Gospodarki	art. 7: „Art. 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy..”,

			z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. nr 93 poz. 623, z późn. zm.) Art. 5a, ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. nr 93 poz. 623, z późn. zm.), zgodnie z § 1 pkt 12, określa parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców. Art. 5a. 1. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej. 3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy. 4. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z usługi kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu.

			energią elektryczną (Dz. U. z 2019 r. poz. 503, z 2020 r. poz. 2053 oraz z 2022 r. poz. 27)	<i>Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną</i> (Dz. U. z 2019 r. poz. 503, z późn. zm.), zgodnie z § 1 pkt 1, określa zasady kształtowania taryfy dla energii elektrycznej.
art. 10 ust. 11	11. Dostawcy dostarczają odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi adekwatne informacje dotyczące rozwiązań alternatywnych w stosunku do odłączenia z odpowiednim wyprzedzeniem przed planowanym odłączeniem. Takie rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia odłączenia, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub moratorium na odłączanie energii elektrycznej i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie.	N	Art. 6b ust. 3a–3d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 6b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 6b. 3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, przekazuje odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę. 3b. Rozwiązanie alternatywne, o którym mowa w ust. 3a, może odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostaw energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania dostaw energii elektrycznej na wskazany okres i nie może powodować dodatkowych kosztów dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, którym grozi wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. 3c. Rozwiązanie alternatywne, o którym mowa w ust. 3a, stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej w stosunku do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym na wniosek tego odbiorcy złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w ust. 3. 3d. Rozwiązaniem alternatywnym, o którym mowa w ust. 3a, stosowanym przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne w stosunku do odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej oraz odbiorcy, o którym mowa w art. 5ga ust. 2, jest zakaz wstrzymywania dostaw energii elektrycznej do tego odbiorcy w okresie od dnia 1 listopada do dnia 31 marca oraz w soboty, w dni uznane ustawowo za wolne od pracy w rozumieniu ustawy z dnia 18 stycznia 1951 r. o dniach wolnych od pracy (Dz. U. z 2020 r. poz. 1920) i w dni poprzedzające te dni. W powiadomieniu, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne informuje odbiorcę wrażliwego energii elektrycznej o możliwości złożenia wniosku, o którym mowa w art. 6f.

				Projekt ustawy UC74: 10) w art. 6b: a) w ust. 2 po wyrazach „art. 6c” dodaje się wyrazy „i ust. 3a”, b) w ust. 3 w zdaniu pierwszym skreśla się kropkę i dodaje się wyrazy „albo nie złoży w tym terminie wniosku o zastosowanie rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej stosowanego przez sprzedawcę, o którym mowa w ust. 3a.”, c) po ust. 3d dodaje się ust. 3e w brzmieniu: „3e. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może skorzystać raz w danym roku kalendarzowym z rozwiązania, o którym mowa w ust. 3a.”;
art. 10 ust. 12	12. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym bilans zamknięcia konta po jakiegokolwiek zmianie dostawcy nie później niż w terminie sześciu tygodni po nastąpieniu takiej zmiany.	N	Art. 4j ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 4j: 7. Dotychczasowy sprzedawca jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują nieodpłatnie dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych.
art. 11 ust. 1	Prawo do umowy z cenami dynamicznymi energii elektrycznej 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	T	Art. 1 pkt 6 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanych ust. 4f i 4g w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	4f. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. 4g. Sprzedawca energii elektrycznej, który sprzedaje energię elektryczną do co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, jest obowiązany oferować sprzedaż energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz publikować na swojej stronie internetowej oferty na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.

art. 11 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi otrzymali od dostawców pełne informacje na temat korzyści, kosztów i ryzyka związanych z takimi umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, a także by dostawcy byli zobowiązani do udzielania odbiorcom końcowym takich informacji, w tym w odniesieniu do konieczności instalacji odpowiedniego licznika energii elektrycznej. Organy regulacyjne monitorują zmiany sytuacji na rynku i oceniają ryzyko, jakie powodować mogą nowe produkty i usługi, a także walczyć z nadużyciami.	T	Art. 1 pkt 6 lit. m, n i i projektu ustawy w zakresie dodawanych ust. 6ca. 6h i 4i w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 45 lit. a tiret dziesiąty projektu ustawy w zakresie dodawanej lit. c w art. 23 ust. 2 pkt 18b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 61 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia	W art. 5: „6ca. Sprzedawca energii elektrycznej stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym, co najmniej raz na kwartał, o: 1) możliwościach: a) zakupu energii elektrycznej przez tego odbiorcę od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, b) oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, c) zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej; 2) dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert.”, „6h. Sprzedawca energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwych kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”; „6h. Sprzedawca energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 4g, informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach, korzyściach i ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”, 4i. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 170, 1488 i 1933) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.)) zamieszcza na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195 oraz udostępnia te informacje, niezwłocznie po ich wyznaczeniu, w postaci elektronicznej sprzedawcom energii

			art. 45a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	elektrycznej. Ceny wyraża się w złotych za 1 MWh energii elektrycznej, z dokładnością do 1 gr.”; W art. 23 ust. 2: 18b) monitorowanie: c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania, 61) w art. 45a ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, lub w przypadku sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, publikowanych przez podmiot, o którym mowa w art. 5 ust. 4f, wylicza opłaty za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.”;
art. 11 ust. 3	3. Dostawcy muszą otrzymać zgodę każdego odbiorcy końcowego przed przejściem tego odbiorcy na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	T	Art. 1 pkt 6 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4h w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	.” 4h. Warunkiem zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej jest uzyskanie przez sprzedawcę energii elektrycznej zgody odbiorcy końcowego.
art. 11 ust. 4	4. Przez okres co najmniej dziesięciu lat od udostępnienia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej państwa członkowskie lub ich organy regulacyjne monitorują główne kierunki rozwoju takich umów, w tym oferty rynkowe, wpływ na rachunki konsumentów, a	T	Art. 1 pkt 42 lit. a tiret dziesiąty projektu ustawy w	W art. 23 ust. 2: „ c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach

	szczególnie stopień zmienności cen, oraz publikują co roku sprawozdania dotyczące tych kwestii.		zakresie dodawanej lit. c w art. 23 ust. 2 pkt 18b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 29 projektu ustawy	domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania, Art. 29. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zamieszcza po raz pierwszy raport z monitorowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. c ustawy zmienianej w art. 1, do dnia 30 maja 2025 r.
art. 12 ust. 1	Prawo do zmiany dostawcy oraz przepisy dotyczące opłat związanych ze zmianą dostawcy 1. Zmianę dostawcy lub uczestnika rynku zajmującego się agregacją przeprowadza się w jak najkrótszym czasie. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorca chcący zmienić dostawców lub uczestników rynku zajmujących się agregacją był uprawniony, z poszanowaniem warunków umowy, do takiej zmiany w terminie nie dłuższym niż trzy tygodnie od wystąpienia z takim żądaniem. Najpóźniej do 2026 r. techniczny proces zmiany dostawców nie może trwać dłużej niż 24 godziny, a jego przeprowadzenie musi być możliwy każdego dnia roboczego.		Art. 1 pkt 5 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanych ust. 6a – 6d w art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 36 pkt 6 projektu ustawy	Art. 4j: „6a. Operator informacji rynku energii, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego są obowiązani umożliwić odbiorcy energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w terminie 24 godzin od momentu powiadomienia operatora informacji rynku energii przez nowego sprzedawcę o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. 6b. Techniczną procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, polegającą na zarejestrowaniu w centralnym systemie informacji rynku energii nowego sprzedawcy energii elektrycznej dla punktu poboru energii, przeprowadza operator informacji rynku energii w terminie 24 godzin. 6c. Termin, o którym mowa w ust. 6b, jest liczony od momentu przesłania przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej do operatora informacji rynku energii powiadomienia o zawarciu z odbiorcą energii elektrycznej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej do udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji o wyniku weryfikacji tego powiadomienia. 6d. Przypisanie sprzedawcy energii elektrycznej do punktu poboru energii, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej zawartej z odbiorcą, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 6c, pod warunkiem jego weryfikacji przez operatora informacji rynku energii.

				Rozpoczęcie sprzedaży przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej następuje od początku doby w dacie wskazanej w powiadomieniu.”; Art. 36. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów: 6) art. 1 pkt 5 lit. c i d w zakresie art. 4j ust. 6–6d, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.
Art. 12 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają nieobciążanie przynajmniej odbiorców będących gospodarstwami domowymi i małych przedsiębiorstw opłatami związanymi ze zmianą dostawcy.	N	art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3. 3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Odbiorca, który wypowiedział umowę, jest obowiązany pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii. 3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie.
art. 12 ust. 3 i 4	3. W drodze odstępstwa od ust. 2 państwa członkowskie mogą zezwolić dostawcom lub uczestnikom rynku zajmującym się agregacją na pobieranie od odbiorców opłat za rozwiązanie umowy, jeżeli ci odbiorcy z własnej woli przed terminem wygaśnięcia rozwiązują zawarte na czas określony umowy na dostawy energii elektrycznej po stałej cenie, pod warunkiem że takie opłaty zapisano w umowie, którą odbiorca zawarł dobrowolnie, a informacje o tych opłatach przekazano odbiorcom w sposób	T	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 4j ust. 3 i 3a ustawy z dnia 10 kwietnia	„Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o jej wypowiedzeniu.”, „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia

	przejrzysty przed zawarciem umowy. Wysokość takich opłat musi być współmierna i nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie ponosi dostawca lub uczestnik rynku zajmujący się agregacją w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę, obejmujących koszty wszelkich wiązanych inwestycji lub usług już wykonanych na rzecz odbiorcy w ramach umowy. Ciężar udowodnienia bezpośredniej straty ekonomicznej spoczywa na dostawcy lub uczestniku rynku zajmującym się agregacją, a dopuszczalność opłat za rozwiązanie umowy monitoruje organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy. 4. Państwa członkowskie zapewniają, by prawo do zmiany dostawcy lub uczestników rynku zajmujących się agregacją przyznawano odbiorcom w sposób niedyskryminacyjny w odniesieniu do kosztów, wysiłku i czasu.		1997 r. – Prawo energetyczne	kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o jej wypowiedzeniu. Wysokość tych kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony przez odbiorcę końcowego.”,
art. 12 ust. 5	5. Odbiorcy będący gospodarstwami domowymi mają prawo uczestniczyć w systemach zbiorowej zmiany dostawcy. Państwa członkowskie usuwają wszelkie bariery regulacyjne lub administracyjne utrudniające zbiorową zmianę dostawcy i tworzą ramy zapewniające konsumentom maksymalną ochronę przed wszelkimi nadużyciami.	N	art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Obowiązujące przepisy nie wykluczają takiej możliwości. Taka sytuacja miała już miejsce, Federacja Konsumentów wyszła z inicjatywą grupowej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców w gospodarstwach domowych, którą swoim patronatem objął Prezes Urzędu Regulacji Energetyki¹⁾. Co do zasady kwestię zmiany sprzedawcy reguluje art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: Art. 4j. 1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3. 3. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia

¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6343,Energia-Razem-grupowa-zmiana-sprzedawcy-energii-po-raz-pierwszy-w-Polsce.html>

				kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Odbiorca, który wypowiedział umowę, jest obowiązany pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii. 3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. 4. Umowa, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza paliwa gazowe lub energię elektryczną odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym, ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie tego odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. Odbiorca ten może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy. 4a. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego, nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży tych paliw lub energii. 5. Sprzedawca paliw gazowych dokonujący sprzedaży tych paliw odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, lub sprzedawca energii dokonujący jej sprzedaży odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany zamieszczać na stronach internetowych oraz udostępniać do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacje o cenach sprzedaży paliw gazowych lub energii oraz warunkach ich stosowania. 6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą. 7. Dotychczasowy sprzedawca jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują nieodpłatnie dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw

				gazowych przez odbiorcę końcowego, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych.
art. 13 ust. 1	Umowa w zakresie agregacji 1. Państwa członkowskie zapewniają, by wszyscy odbiorcy mieli swobodę zakupu i sprzedaży usług elektroenergetycznych, w tym agregacji, innych niż dostawy, niezależnie od ich umowy na dostawy energii elektrycznej, od wybranego przez nich przedsiębiorstwa energetycznego.	T	Art. 1 pkt 7 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„Art. 5a ¹ .1. Agregacja odbywa się na podstawie umowy agregacji zawartej między odbiorcą końcowym energii elektrycznej, wytwórcą energii elektrycznej lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem.
art. 13 ust. 2 i 3	2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorca końcowy, który chce zawrzeć umowę w zakresie agregacji, był do tego uprawniony bez zgody przedsiębiorstw energetycznych tego odbiorcy końcowego. Państwa członkowskie zapewniają, by uczestnicy rynku zajmujący się agregacją przekazywali odbiorcom pełne informacje na temat warunków oferowanych im umów. 3. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi byli uprawnieni do bezpłatnego otrzymywania na żądanie, co najmniej raz w każdym okresie rozliczeniowym, wszystkich istotnych danych dotyczących odpowiedzi odbioru lub danych dotyczących dostarczonej i sprzedanej energii elektrycznej.	T	Art. 1 pkt 7 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 2–4, 6 i 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	art. 5a ¹ : 2. Umowa, o której mowa w ust. 1, jest zawierana niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3, i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera co najmniej określenie stron umowy oraz postanowienia określające przedmiot i podstawowe zobowiązania stron, zasady i warunki realizacji agregacji, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, zasady komunikacji i przekazywania informacji oraz ich ochrony, okres obowiązywania umowy, warunki jej zmiany oraz warunki zakończenia jej obowiązywania. 4. Umowa, o której mowa w ust. 1, może przewidywać także udostępnienie stronom tej umowy platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 3a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W takim przypadku umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera również zasady i warunki realizacji usług udostępniania tej platformy. 5. Agregator informuje operatora systemu elektroenergetycznego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o zawarciu umowy, o której mowa w ust. 1.

				6. Sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 1, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar. 7. Agregator jest obowiązany do przekazywania odbiorcom końcowym energii elektrycznej kompleksowych danych dotyczących warunków oferowanych im umów.
art. 13 ust. 4	4. Państwa członkowskie zapewniają przyznawanie odbiorcom końcowym praw, o których mowa w ust. 2 i 3, w sposób niedyskryminacyjny pod względem kosztów, wysiłku lub czasu. Państwa członkowskie zapewniają, w szczególności, by odbiorcy nie byli objęci dyskryminacyjnymi wymogami technicznymi i administracyjnymi, procedurami ani opłatami nakładanymi przez dostawcę z powodu zawarcia umowy z uczestnikiem rynku zajmującym się agregacją.	T	Art. 1 pkt 7 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a¹ ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	art. 5a¹: 6. Sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 1, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar.
Art. 14 ust. 1	Narzędzia porównywania ofert 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby przynajmniej odbiorcy będący gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorstwa o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh mieli nieodpłatny dostęp do co najmniej jednego narzędzia porównywania ofert dostawców, w tym ofert dotyczących zawarcia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Odbiorcy są informowani o dostępności takich narzędzi na rachunkach lub wraz z rachunkami, lub w inny sposób. Narzędzia te spełniają co najmniej następujące wymogi: a) są niezależne od uczestników rynku i zapewniają równe traktowanie przedsiębiorstw energetycznych w wynikach wyszukiwania;	T	Art. 1 pkt 51 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 5 lit. m	Art. 31g. 1. Odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcy w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, zapewnia się dostęp do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii, zwanego dalej „porównywarką ofert”. Dostęp do porównywarki ofert jest nieodpłatny. 2. Prezes URE prowadzi porównywarkę ofert na przeznaczonej do tego celu stronie internetowej. 3. Porównywarka ofert: 1) zawiera informacje o wszystkich ofertach sprzedaży energii elektrycznej, w tym ofertach umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, występujących na rynku energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, dla podmiotów, o których mowa w ust. 1, i dokonuje ich porównania; 2) zapewnia równe traktowanie sprzedawców energii elektrycznej w wynikach wyszukiwania;

b) zawierają jasną i widoczną informację o właścicielach narzędzia i o osobie fizycznej lub prawnej obsługującej i kontrolującej te narzędzia, oraz informację o tym, jak te narzędzia są finansowane; c) określają i prezentują jasne i obiektywne kryteria porównania, łącznie z usługami; d) są sformułowane jasnym i jednoznacznym językiem; e) dostarczają dokładne i aktualne informacje oraz zawierają informację o dacie ostatniej aktualizacji; f) są dostępne dla osób niepełnosprawnych poprzez ich czytelność, funkcjonalność, zrozumiałość i solidność; g) zapewniają skuteczną procedurę umożliwiającą zgłaszanie nieprawidłowych informacji o opublikowanych ofertach; oraz h) dokonując porównań, ograniczają zakres wymaganych danych osobowych do tych, które są absolutnie konieczne do przeprowadzenia porównania. Państwa członkowskie zapewniają, by przynajmniej jedno narzędzie obejmowało cały rynek. W przypadku gdy rynek jest objęty przez kilka narzędzi, narzędzia te uwzględniają jak najpełniejszy zakres ofert dotyczących energii elektrycznej obejmujących znaczną część rynku, a jeżeli narzędzia te nie obejmują całości rynku, informują o tym jasno przed wyświetleniem wyników.		projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 6ca w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	3) zawiera informację o właścicielu porównywarki ofert, podmiocie obsługującym i kontrolującym tę porównywarkę oraz o sposobie jej finansowania; 4) zapewnia możliwość zgłaszania błędów w zamieszczonych ofertach; 5) może zawierać obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej. 4. Prezes URE zapewnia, że informacje zawarte w porównywarce ofert są: 1) jednoznaczne i zawierają obiektywne kryteria porównania; 2) sformułowane jasnym i prostym językiem; 3) aktualne, z podaniem daty ostatniej aktualizacji; 4) dostępne dla osób niepełnosprawnych przez ich czytelność, funkcjonalność i zrozumiałość; 5) ograniczone zakresem wymaganych danych do tych informacji, które są konieczne do przeprowadzenia porównania. 5. Sprzedawcy energii elektrycznej są obowiązani przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej skierowanej do odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii elektrycznej w terminie 7 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wezwanie Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wezwaniu. 6. W przypadku gdy porównywarka ofert zawiera obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej, przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio w stosunku do ofert tych usług.”; „6ca. Sprzedawca energii elektrycznej stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym, co najmniej raz na kwartał, o: 1) możliwościach: a) zakupu energii elektrycznej przez tego odbiorcę od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, b) oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,

				c) zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej; 2) dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert.”,
Art. 14 ust. 2	2. Operatorami narzędzi, o których mowa w ust. 1, mogą być dowolne podmioty, w tym spółki prywatne i organy lub jednostki publiczne.	T	Art. 1 pkt 51 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 2 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2. Prezes URE prowadzi porównywarke ofert na przeznaczonej do tego celu stronie internetowej.
Art. 14 ust. 3	3. Państwa członkowskie wyznaczają właściwy organ odpowiedzialny za wydawanie znaków zaufania narzędziom porównywania ofert, które spełniają wymogi wymienione w ust. 1, oraz za zapewnianie, by narzędzia porównywania ofert opatrzone znakiem zaufania pozostawały zgodne z wymogami określonymi w ust. 1. Organ ten musi być niezależny od wszelkich uczestników rynku i operatorów narzędzi porównywania ofert.	N		Nie dotyczy. Zgodnie z ust. 6 – w Polsce porównywarke ofert będzie prowadzić organ regulacyjny – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Art. 14 ust. 4	4. Państwa członkowskie mogą wprowadzić wymóg, by narzędzia, o których mowa w ust. 1, obejmowały kryteria porównawcze odnoszące się do charakteru usług oferowanych przez dostawców.	T	Art. 1 pkt 51 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 3, 5 i 6 pkt 5 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	3. Porównywarke ofert: 5) może zawierać obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej. 5. Sprzedawcy energii elektrycznej są obowiązani przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej skierowanej do odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii elektrycznej w terminie 7 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wezwanie Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wezwaniu.

				6. W przypadku gdy porównywarka ofert zawiera obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej, przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio w stosunku do ofert tych usług.”;
Art. 14 ust. 5	5. W odniesieniu do każdego narzędzia porównywania ofert uczestników rynku można ubiegać się o znak zaufania zgodnie z niniejszym artykułem na zasadzie dobrowolności i niedyskryminacji.	N		Nie dotyczy zgodnie z ust. 6 – w Polsce porównywarkę ofert będzie prowadzić organ regulacyjny – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Art. 14 ust. 6	6. W drodze odstępstwa od ust. 3 i 5 państwa członkowskie mogą postanowić, że nie wprowadzą systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzi porównywania ofert, jeżeli urząd lub organ publiczny oferuje narzędzie porównywania ofert spełniające wymogi określone w ust. 1.	N		Nie zdecydowano się na wprowadzenie systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzia porównywania ofert, ponieważ w Polsce porównywarkę ofert będzie prowadzić organ regulacyjny – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
art. 15 ust. 1	Odbiorcy aktywni 1. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi byli uprawnieni do działania w charakterze odbiorców aktywnych i nie podlegali przy tym niewspółmiernym lub dyskryminującym wymogom technicznym, wymogom administracyjnym, procedurom i opłatom ani nieodzwierciedlającym kosztów opłat sieciowym.	T	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zt w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11zt. Odbiorca aktywny nie może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymaganiami technicznymi, procedurami oraz dodatkowymi opłatami, w tym opłatami sieciowymi nieodzwierciedlającymi kosztów związanych z dostępem do sieci.”;
art. 15 ust. 1 lit. a	2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy aktywni: a) byli uprawnieni do prowadzenia działalności we własnym zakresie lub za pośrednictwem agregacji;	T	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zr w ustawie z dnia 10 kwietnia	Art. 11zr. Odbiorca aktywny może działać samodzielnie albo za pośrednictwem agregatora.

			1997 r. – Prawo energetyczn e	
art. 15 ust. 1 lit. b	b) byli uprawnieni do sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie, w tym za pośrednictwem umów zakupu energii;	T	Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 13e w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Wynika to z definicji odbiorcy aktywnego: 13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który: a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub b) magazynuje wytworzoną energię elektryczną, lub c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności – pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. b–f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 459 i 830);
art. 15 ust. 1 lit. c	c) byli uprawnieni do udziału w systemach elastyczności i systemach efektywności energetycznej;	T	Art. 1 pkt 2 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 13e w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Wynika to z definicji odbiorcy aktywnego: 13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który: a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub b) magazynuje wytworzoną energię elektryczną, lub c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności – pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. b–f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2

				ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 459 i 830); „13e) odbiorca aktywny – odbiorcę końcowego działającego indywidualnie albo w grupie, który: a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub b) magazynuje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności – pod warunkiem, że działalności, o których mowa w lit. b–f, nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 459 i 830);
art. 15 ust. 1 lit. d	d) byli uprawnieni do oddelegowania stronie trzeciej zarządzania instalacjami wymaganymi do ich działalności, co obejmuje instalowanie, eksploatację, obsługę danych i utrzymanie, przy czym tej strony trzeciej nie uznaje się za odbiorcę aktywnego;	T	Art. 1 pkt 36 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zs w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11zs. 1. Odbiorca aktywny ma prawo do powierzenia innemu podmiotowi zarządzania instalacją tego odbiorcy. 2. Zarządzanie instalacją przez inny podmiot, o którym mowa w ust. 1, obejmuje instalowanie, eksploatację, utrzymanie instalacji lub obsługę danych pomiarowych. 3. Inny podmiot, o którym mowa w ust. 1, nie jest odbiorcą aktywnym.
art. 15 ust. 1 lit. e	e) ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, zgodnie z art. 59 ust. 9 niniejszej dyrektywy oraz art. 18 rozporządzenia	N		Liczniki zdalnego odczytu umożliwiają dwukierunkową komunikację i pomiar energii elektrycznej wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego dają taką możliwość.

	(UE) 2019/943, zapewniające, by odbiorcy aktywni w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu;			
art. 15 ust. 1 lit. f	f) ponosili odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w tym zakresie są oni podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub delegują swoją odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943.	N		To wynika z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie jest dokonywane bezpośrednio lub pośrednio.
art. 15 ust. 3	3. Państwa członkowskie mogą mieć w swoim prawie krajowym różne przepisy mające zastosowanie do odbiorców aktywnych działających indywidualnie lubi wspólnie, pod warunkiem że prawa i obowiązki określone w niniejszym artykule mają zastosowanie do wszystkich odbiorców aktywnych. Jakiegokolwiek odmienne traktowanie wspólnie działających odbiorców aktywnych musi być proporcjonalne i należyte uzasadnione.	N		Nie dotyczy
art. 15 ust. 4	4. Państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. W każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych.	N		
art. 15 ust. 5	5. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy aktywni będący właścicielami instalacji magazynowania energii: a) mieli prawo do przyłączenia do sieci w rozsądnym terminie po złożeniu wniosku, pod warunkiem że spełnione są wszystkie niezbędne warunki, takie jak odpowiedzialność za bilansowanie i odpowiedni system opomiarowania;	N		To wynika z przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących magazynowania.

	b) nie podlegali podwójnym opłatom, w tym opłatom sieciowym, za magazynowaną energię elektryczną pozostającą w ich obiekcie lub w przypadku świadczenia usług elastyczności dla operatorów systemów; c) nie byli objęci nieproporcjonalnymi wymogami koncesyjnymi ani opłatami; d) mogli świadczyć jednocześnie kilka usług, jeżeli jest to technicznie wykonalne.			
art. 16 ust. 1 lit. a i b	Obywatelskie społeczności energetyczne 1. Państwa członkowskie tworzą sprzyjające ramy regulacyjne dla obywatelskich społeczności energetycznych zapewniające, by: a) uczestnictwo w obywatelskiej społeczności energetycznej było otwarte i dobrowolne; b) członkowie lub udziałowcy obywatelskiej społeczności energetycznej mieli prawo opuścić społeczność; w takich przypadkach stosuje się art. 12;	T	Art. 1 pkt 3 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 13f w art. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zi w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 i 641), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej, Art. 11zi. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność w formie: 1) spółdzielni w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) oraz spółdzielni mieszkaniowej, o której mowa w ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1208 oraz z 2022 r. poz. 1561); 2) wspólnoty mieszkaniowej, o której mowa w art. 6 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali (Dz. U. z 2021 r. poz. 1048); 3) stowarzyszenia w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2020 r. poz. 2261), z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego; 4) spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej w rozumieniu art. 4 § 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1467, 1488, 2280 i 2436);

				5) spółdzielni rolników, o których mowa w ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073). Art. 4. W ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o spółdzielniach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1208 oraz z 2022 r. poz. 1561) w art. 1 w ust. 2 w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu: „6) wykonywanie działalności jako obywatelska społeczność energetyczna w rozumieniu art. 3 pkt 13f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687).”. Art. 11. W ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073) w art. 6: 1) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Spółdzielnia rolników może prowadzić również działalność: 1) społeczną i oświatowo-kulturalną na rzecz swoich członków i ich środowiska; 2) jako obywatelska społeczność energetyczna w rozumieniu art. 3 pkt 13f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370, 2687 i ...).”; 2) w ust. 4 po wyrazach „ust. 3” dodaje się wyrazy „pkt 1”.
art. 16 ust. 1 lit. c	c) członkowie lub udziałowcy obywatelskiej społeczności energetycznej nie tracili praw i obowiązków jako odbiorcy będący gospodarstwami domowymi lub odbiorcy aktywni;	T	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zj w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11zj. Członek, udziałowiec lub wspólnik obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje prawa i obowiązki wynikające z jego statusu jako odbiorcy końcowego lub odbiorcy aktywnego, w tym odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wynikające z przepisów ustawy.
art. 16 ust. 1 lit. d i e	d) odpowiedni operatorzy systemów dystrybucyjnych – za sprawiedliwą rekompensatą, którą ocenia organ regulacyjny – współpracowali z obywatelskimi społecznościami energetycznymi w celu ułatwienia,	T	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie	Art. 11zk. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są

	przesyłu energii elektrycznej w obrębie obywatelskich społeczności energetycznych; e) obywatelskie społeczności energetyczne były objęte niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi, proporcjonalnymi i przejrzystymi procedurami i opłatami, w tym w odniesieniu do rejestracji i udzielania koncesji, oraz ponosiły przejrzyste, niedyskryminacyjne i odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943, zapewniające, by społeczności te w odpowiedni i wyważony sposób partycypowały w ogólnych kosztach systemu.		dodawanego art. 11zk i art. 11zm w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub współników tej społeczności. 2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub współników tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. 3. Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej nie może obejmować połączeń z innymi państwami. Art. 11zk. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub współników tej społeczności. 2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub współników tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. 3. Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej nie może obejmować połączeń z innymi państwami. Art. 11zn. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wpisuje obywatelską społeczność energetyczną do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, na jej wniosek. 2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera: 1) nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej obywatelskiej społeczności energetycznej; 2) miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, adres jej siedziby i inne dane teleadresowe obywatelskiej społeczności energetycznej; 3) numer w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego lub numer identyfikacji podatkowej (NIP); 4) określenie: a) obszaru i przedmiotu prowadzonej działalności, b) liczby członków obywatelskiej społeczności energetycznej, c) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do udziałowców, współników lub członków obywatelskiej społeczności energetycznej,

				d) prognozy rocznego zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej, e) liczby, rodzajów i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w przypadku ich posiadania, oraz mocy zainstalowanej elektrycznej tych instalacji; 5) podpis wnioskodawcy. 3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, dołącza się: 1) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej; 2) oświadczenie o kompletności i zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że dane zawarte we wniosku o wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń; 3) oświadczenie, że obywatelska społeczność energetyczna będzie prowadzić działalność wyłączenie w zakresie odnawialnych źródeł energii. 4. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje: 1) wniosek, o którym mowa w ust. 1 – pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych; 2) statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej – pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl. 6. W przypadku gdy wniosek nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, lub do wniosku nie dołączono statutu lub umowy obywatelskiej społeczności energetycznej, zgodnie z ust. 3 pkt 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia braków w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie braków w tym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpatrzenia. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w terminie 14 dni od dnia wpływu kompletnego wniosku o wpis.

				8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie wydaje zaświadczenie o wpisie obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prostuje z urzędu wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych zawierający oczywiste błędy. 10. Przepisy ust. 2–9 stosuje się odpowiednio do wniosku o zmianę wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. 11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia, w drodze decyzji, wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, jeżeli: 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wnioskodawcy wykonywania działalności objętej wpisem; 2) złożono wniosek, o którym mowa w ust. 1, niezgodny ze stanem faktycznym; 3) statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11zi–11zl. 12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wykreśla obywatelską społeczność energetyczną z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych w przypadku: 1) złożenia wniosku o wykreślenie z wykazu przez obywatelską społeczność energetyczną; 2) uzyskania informacji o wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego; 3) uzyskania informacji o wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11zi ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu. 13. Wykreślenie z wykazu obywatelskich społeczności energetycznych z przyczyn, o których mowa w ust. 11 pkt 2 i 3, następuje z urzędu. Art. 11zo. 1. Obywatelska społeczność energetyczna informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o: 1) zmianie danych, o których mowa w art. 11zn ust. 2 pkt 1, 2 i pkt 4 lit. a, c i d,

				2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej, 3) wykreśleniu podmiotu, o którym mowa w art. 11z ust. 1, z Krajowego Rejestru Sądowego, 4) wydaniu wobec podmiotu, o którym mowa w art. 11z ust. 1, prawomocnego orzeczenia zakazującego wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu – w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tego zdarzenia. 2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje zmiany wpisu do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych albo wykreślenia obywatelskiej społeczności energetycznej z tego wykazu w terminie 14 dni od dnia otrzymania tej informacji.
art. 16 ust. 2	2. Państwa członkowskie mogą przewidzieć w ramach regulacyjnych sprzyjających działalności takich społeczności, że obywatelskie społeczności energetyczne: a) umożliwiają uczestnictwo transgraniczne; b) są uprawnione do bycia właścicielem, utworzenia, zakupu lub dzierżawy sieci dystrybucyjnych i do niezależnego zarządzania nimi na warunkach określonych w ust. 4 niniejszego artykułu; c) objęte zwolnieniami przewidzianymi w art. 38 ust. 2.	N		PL nie zdecydowała się na wprowadzenie tego tych regulacji.
art. 16 ust. 3 lit. a i b	3. Państwa członkowskie zapewniają, by obywatelskie społeczności energetyczne: a) miały możliwość dostępu – bez dyskryminacji – do wszystkich rynków energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji; b) były traktowane w sposób niedyskryminacyjny i proporcjonalny w odniesieniu do ich działalności, praw i obowiązków jako odbiorców końcowych, wytwórców, dostawców, operatorów systemów dystrybucyjnych lub uczestników rynku zajmujących się agregacją;	T	Art. 1 pkt 2 lit.i projektu ustawy – dodanie pkt 13f w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, który: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i w którym uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami w rozumieniu art. 7 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 i 641), dla których działalność gospodarcza w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej określonej

				zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej, b) za główny cel ma zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność, c) może zajmować się: – w odniesieniu do energii elektrycznej: – wytwarzaniem, zużywaniem lub – dystrybucją, lub – sprzedażą, lub – obrotem, lub – agregacją, lub – magazynowaniem, lub – realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub – świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, lub – świadczeniem innych usług na rynkach energii elektrycznej, w tym usług systemowych lub usług elastyczności, lub – wytwarzaniem, zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 1, 2, 3 i 3b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687);”
art. 16 ust. 3 lit. c	c) ponosiły odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w związku z tym muszą być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943;	N		To wynika z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie jest dokonywane bezpośrednio lub pośrednio.
art. 16 ust. 3 lit. d	d) w odniesieniu do zużycia energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie obywatelskie społeczności energetyczne były traktowane jak odbiorcy aktywni zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. e);	N		Liczniki zdalnego odczytu umożliwiają dwukierunkową komunikację i pomiar energii elektrycznej wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego dają taką możliwość.

art. 16 ust. 3 lit. e	e) były uprawnione do ustalenia wewnątrz obywatelskiej społeczności energetycznej podziału energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością społeczności jednostki wytwórcze, z zastrzeżeniem innych wymogów określonych w niniejszym artykule i przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom społeczności jako odbiorcom końcowym. Na użytek akapitu pierwszego lit. e) podział energii elektrycznej nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe, taryfy i inne opłaty, zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą rozproszonych zasobów energetycznych opracowaną przez właściwy organ krajowy.	T	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zl w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	. Art. 11zl. 1. Statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej określa sposób prowadzenia rozliczeń oraz podział energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością tej społeczności jednostki wytwórcze w ramach obywatelskiej społeczności energetycznej. 2. Podział energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1: 1) odbywa się przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym, wynikających z przepisów ustawy; 2) nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.
art. 16 ust. 4	4. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o przyznaniu obywatelskim społecznościom energetycznym prawa do zarządzania sieciami dystrybucyjnymi na ich obszarze działalności oraz określić odpowiednie procedury, bez uszczerbku dla rozdziału IV lub innych zasad i regulacji mających zastosowanie do operatorów systemu dystrybucyjnego. Jeżeli takie prawo zostanie przyznane, państwa członkowskie zapewniają, by obywatelskie społeczności energetyczne: a) były uprawnione do zawarcia umowy dotyczącej eksploataowania ich sieci z odpowiednim operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, do którego ich sieć jest podłączona; b) ponosiły stosowne opłaty sieciowe w punktach przyłączenia między ich siecią a siecią dystrybucyjną poza obywatelską społecznością energetyczną oraz by w takich opłatach sieciowych osobno uwzględniano energię elektryczną wprowadzaną do sieci dystrybucyjnej oraz zużywaną energię elektryczną z sieci dystrybucyjnej poza obywatelską społecznością energetyczną, zgodnie z art. 59 ust. 7; c) nie dyskryminowały odbiorców, którzy pozostali podłączeni do systemu dystrybucyjnego, ani by nie szkodziły takim odbiorcom.	N		PL nie przyznała takich uprawnień.

art. 17 ust. 1	Odpowiedź odbioru z wykorzystaniem agregacji 1. Państwa członkowskie zezwalają na uczestnictwo odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem agregacji i wspierają ją. Państwa członkowskie zezwalają odbiorcom końcowym, również tym, którzy oferują odpowiedź odbioru za pośrednictwem agregacji, na udział wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, we wszystkich rynkach energii elektrycznej.	N		Wynika to z poniższych przepisów.
art. 17 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych przy udzielaniu zamówień na usługi pomocnicze traktowali uczestników rynku zajmujących się agregacją odpowiedzi odbioru, wraz z wytwórcami, na zasadzie niedyskryminacji, na podstawie ich zdolności technicznych.	T	Art. 1 pkt 17 lit. b tiret czwarte projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 8a w art. 9c ust. 3 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c. 3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzią odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;
art. 17 ust. 3 lit. a i b	3. Państwa członkowskie zapewniają, by ich odpowiednie ramy regulacyjne zawierały przynajmniej następujące elementy: a) przysługujące każdemu uczestnikowi rynku zajmującemu się agregacją, w tym niezależnym agregatorom, prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej bez zgody innych uczestników rynku; b) wolne od dyskryminacji i przejrzyste przepisy, jasno określające role i obowiązki przypisane wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym i odbiorcom;	T	Art. 1 pkt 11 projektu ustawy w zakresie dodawanych art. 5b ³ i 5b ⁴ w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 5b³. Podmiot, który zamierza prowadzić agregację, i agregator mają prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku. Art. 5b⁴. 1. Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. 2. Wniosek o wpis do wykazu agregatorów zawiera: 1) oznaczenie wnioskodawcy, jego imię i nazwisko, firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej; 2) adres miejsca zamieszkania albo siedziby wnioskodawcy; 3) numer identyfikacji podatkowej (NIP), jeżeli wnioskodawca posiada;

				4) wskazanie operatorów systemu elektroenergetycznego, na których obszarze działania będzie prowadzona agregacja; 5) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia agregacji; 6) wskazanie, czy agregator zamierza prowadzić działalność również przy użyciu platformy partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii; 7) podpis wnioskodawcy. 3. Agregator informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o: 1) rozpoczęciu wykonywania agregacji, 2) zmianie danych, o których mowa w ust. 2 pkt 1, 2, 4–6, 3) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania agregacji – w terminie 14 dni od dnia wystąpienia tego zdarzenia. 4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dokonuje wpisu lub aktualizacji danych w wykazie agregatorów w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, lub otrzymania informacji, o której mowa w ust. 7 pkt 2. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prostuje z urzędu wpis do wykazu agregatorów zawierający oczywiste błędy. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, odmawia wpisu do wykazu agregatorów, jeżeli: 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące agregatorowi wykonywania agregacji objętej wpisem do tego wykazu; 2) w okresie 3 lat poprzedzających dzień złożenia wniosku o wpis do wykazu agregatorów, agregatora wykreślono z tego wykazu z przyczyn, o których mowa w ust. 7 pkt 1–3. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, wykreśla agregatora z wykazu agregatorów w przypadku: 1) wydania prawomocnego orzeczenia zakazującego agregatorowi wykonywania działalności objętej wpisem do wykazu; 2) uzyskania informacji z Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej albo Krajowego Rejestru Sądowego o wykreśleniu podmiotu z tej ewidencji albo tego rejestru; 3) niepodjęcia przez agregatora agregacji w terminie 6 miesięcy od dnia wpisu do wykazu; 4) złożenia przez agregatora wniosku o wykreślenie z wykazu. 8. Wykreślenie agregatora z wykazu agregatorów z przyczyn, o których mowa w ust. 7 pkt 1–3, następuje z urzędu. 9. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 2, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 2, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

				niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że nieuzupełnienie wniosku w tym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpatrzenia. 10. Wykaz agregatorów zawiera: 1) dane, o których mowa w ust. 2 pkt 1–6; 2) numer wpisu; 3) datę wpisu. 11. Wykaz agregatorów jest jawny, prowadzony w postaci elektronicznej i zamieszczany na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z wyłączeniem informacji podlegających ochronie danych osobowych.”;
art. 17 ust. 3 lit. c	c) niedyskryminujące i przejrzyste przepisy i procedury dotyczące wymiany danych między uczestnikami rynku zajmującymi się agregacją a innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, zapewniające łatwy dostęp do danych na równych i niedyskryminacyjnych warunkach, a zarazem pełną ochronę poufnych informacji handlowych i danych osobowych odbiorców;	N		Liczniki zdalnego odczytu umożliwiają dwukierunkową komunikację i pomiar energii elektrycznej wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego dają taką możliwość.
art. 17 ust. 3 lit. d	d) obowiązek spoczywający na uczestnikach rynku zajmujących się agregacją dotyczący odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie, które powodują w systemie elektroenergetycznym; w związku z tym muszą oni być podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie lub oddelegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943;	N		To wynika z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie jest dokonywane bezpośrednio lub pośrednio.
art. 17 ust. 3 lit. e	e) zastrzeżenie, że dostawcy nie mogą nakładać na odbiorców końcowych związanych umową z niezależnymi agregatorami nieuzasadnionych opłat, kar ani innych nieuzasadnionych ograniczeń umownych;	T	Art. 1 pkt 7 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	art. 5a¹: 6. Sprzedawca energii elektrycznej nie może stosować wobec odbiorcy końcowego energii elektrycznej, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 1, z niezależnym agregatorem, dyskryminujących wymogów technicznych, procedur, opłat lub kar.

			energetyczn e	
art. 17 ust. 3 lit. f	f) mechanizm rozwiązywania konfliktów między uczestnikami rynku zajmującymi się agregacją a innymi uczestnikami rynku, w tym w odniesieniu do odpowiedzialność za niezbilansowanie.	T	Art. 1 pkt 49 –50 projektu ustawy w zakresie Zmiany brzmienia art. 31a i art. 31d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	49) w art. 31a w ust. 1: a) wprowadzenie do wyliczenia i pkt 1 otrzymują brzmienie: „Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej oraz odbiorcami aktywnymi będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów: 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym o przyłączenie mikroinstalacji;”, b) w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 i 7 w brzmieniu: „6) agregacji; 7) o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.”; 50) w art. 31d: a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcy aktywnego będącego konsumentem. 2. Warunkiem wystąpienia z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem jest podjęcie przez odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcę aktywnego będącego konsumentem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną w celu bezpośredniego rozwiązania sporu.”, b) w ust. 4 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) kopię korespondencji odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta

				energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcy aktywnego będącego konsumentem z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną dotyczącej sporu lub oświadczenie tych podmiotów o podjęciu próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną i bezpośredniego rozwiązania sporu.”, c) w ust. 6 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosument energii odnawialnej będący konsumentem albo odbiorca aktywny będący konsumentem nie podjął przed złożeniem wniosku o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelską społecznością energetyczną i bezpośredniego rozwiązania sporu;”, d) dodaje się ust. 7 w brzmieniu: „7. Udział przedsiębiorstwa energetycznego, agregatora lub obywatelskiej społeczności energetycznej w postępowaniu przed Koordynatorem jest obowiązkowy w przypadku, gdy wnioskodawcą jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym lub odbiorca aktywny będący konsumentem.”;
art. 17 ust. 4	4. Państwa członkowskie mogą wymagać od przedsiębiorstw energetycznych lub uczestniczących odbiorców końcowych wypłaty rekompensaty finansowej dla innych uczestników rynku lub podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie innych uczestników rynku, jeżeli aktywacja odpowiedzi odbioru bezpośrednio wpływa na tych uczestników rynku lub podmioty odpowiedzialne za bilansowanie. Taka rekompensata finansowa nie tworzy bariery dla wejścia na rynek uczestników rynku zajmujących się agregacją ani bariery dla elastyczności. W takich przypadkach rekompensata finansowa ogranicza się ściśle do pokrycia odpowiednich kosztów poniesionych przez dostawców uczestniczących odbiorców lub ich podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie podczas aktywacji odpowiedzi odbioru. Metoda obliczania rekompensaty może uwzględniać korzyści wynikające z działań niezależnych agregatorów dla innych uczestników rynku, a w takich przypadkach od agregatorów lub uczestniczących odbiorców można	N		PL nie zdecydowała się na wprowadzenie takich uprawnień.

	wymagać wniesienia wkładu w taką rekompensatę, ale tylko wtedy, gdy – i w zakresie w jakim – korzyści uzyskane przez wszystkich dostawców, odbiorców i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie nie przekraczają bezpośrednio poniesionych kosztów. Metoda obliczania wymaga zatwierdzenia przez organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy.			
art. 17 ust. 5	5. Państwa członkowskie zapewniają, by organy regulacyjne lub, jeżeli taki wymóg określono w ich krajowym systemie prawnym, operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych, działający w ścisłej współpracy z uczestnikami rynku oraz odbiorcami końcowymi, określili wymogi techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru na wszystkich rynkach energii elektrycznej, na podstawie charakterystyki technicznej dotyczącej tych rynków oraz zdolności odpowiedzi odbioru. Wymogi te obejmują uczestnictwo obciążeń objętych agregacją.	T	Art. 1 pkt 23 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 2c w art. 9g ust. 4 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 11 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9g. 4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: „2c) wymagań technicznych dotyczących uczestnictwa odpowiedzi odbioru, w tym przez agregatora, opracowywanych na podstawie charakterystyki technicznej wszystkich rynków energii elektrycznej oraz zdolności odbiorców końcowych do działania w charakterze odpowiedzi odbioru; „Art. 5b ² .1. Agregacja odbywa się zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej i wymogami z zakresu przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami wskazanymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, określonymi przez każdego operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest prowadzona agregacja. 2. Do dostawców mocy w rozumieniu art. 2 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy będących podmiotami upoważnionymi przez właścicieli jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy w rozumieniu art. 2 pkt 5 i 12 tej ustawy, w ramach dysponowania nimi na rynku mocy przepisy dotyczące agregacji nie mają wpływu na stosunki i zobowiązania uczestników rynku mocy.
art. 18 ust. 1	Rachunki i informacje o rozliczeniach	N		Wynika to z poniższych przepisów oraz wdrożenia załącznika I Art. 46 ust. 4 dodaje się pkt 12 w brzmieniu:

	1. Państwa członkowskie zapewniają, by rachunki i informacje o rozliczeniach były dokładne, łatwe do zrozumienia, jasne, zwięzłe, przyjazne dla użytkownika i przedstawione w sposób ułatwiający odbiorcom końcowym porównanie. Odbiorcy powinni otrzymywać na żądanie jasne i zrozumiałe wyjaśnienie, w jaki sposób wyliczono ich rachunek, zwłaszcza gdy rachunki nie są oparte na rzeczywistym zużyciu.			„12) minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymogi dotyczące informacji o rozliczeniach.”;
art. 18 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcy końcowi otrzymywali wszelkie rachunki i informacje o rozliczeniach nieodpłatnie.	N	§ 42 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	§ 42. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców: 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
art. 18 ust. 3	3. Państwa członkowskie zapewniają, by odbiorcom końcowym oferowano możliwość otrzymywania rachunków i informacji o rozliczeniach w formie elektronicznej oraz elastyczne sposoby dokonywania samej płatności rachunków.	N	art. 106n ust. 1 ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług § 32 ust. 6 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie	art. 106n ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług: 1. Stosowanie faktur elektronicznych wymaga akceptacji odbiorcy faktury. § 32 ust. 6: 6. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy końcowemu możliwość dostępu do informacji w zakresie rozliczeń w postaci elektronicznej oraz do faktur elektronicznych. W zakresie sposobu dokonywania płatności rachunków mają zastosowanie przepisy ustawy z dnia 19 sierpnia 2011 r. o usługach płatniczych.

			szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	
			ustawa z dnia 19 sierpnia 2011 r. o usługach płatniczych	
art. 18 ust. 4	4. Jeżeli umowa przewiduje przyszłą zmianę produktu lub ceny bądź rabat, taką informację umieszcza się na rachunku wraz z datą wprowadzenia zmiany.	T	Art. 1 pkt 6 lit. k projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 6 w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w terminie jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej powiadamia odbiorców, którzy nie są stroną umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie: a) miesiąca przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, b) dwóch tygodni przed dniem wejścia w życie tej zmiany – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”,
art. 18 ust. 5	5. Państwa członkowskie konsultują się z organizacjami konsumenckimi, jeżeli rozważają zmiany w wymaganiach dotyczących zawartości rachunków.	N	Art. 45 ust. 1 i 2 pkt 1 ustawy o ochronie konkurencji i	Art. 45. 1. Organizacje konsumenckie reprezentują interesy konsumentów wobec organów administracji rządowej i samorządowej i mogą uczestniczyć w realizacji rządowej polityki konsumenckiej. 2. Organizacje, o których mowa w ust. 1, mają w szczególności prawo do:

			konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275)	1) wyrażania opinii o projektach aktów prawnych i innych dokumentów dotyczących praw i interesów konsumentów;
art. 18 ust. 6	6. Państwa członkowskie zapewniają zgodność rachunków i informacji o rozliczeniach z minimalnymi wymaganiami określonymi w załączniku I.	N		Wdrażany poprzez zmianę przepisów stanowiących załącznik nr 1
Art. 19 ust. 1	Inteligentne systemy opomiarowania 1. W celu promowania efektywności energetycznej i wzmocnienia pozycji odbiorców końcowych państwa członkowskie lub – jeżeli państwo członkowskie tak postanowi – organ regulacyjny zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym i innym uczestnikom rynku optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, między innymi przez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych i wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania, które są interoperacyjne, w szczególności w połączeniu z konsumenckimi systemami zarządzania energią i inteligentnymi sieciami, zgodnie z mającymi zastosowanie unijnymi przepisami dotyczącymi ochrony danych.	T	Art. 3 pkt 61–74, art. 4j ust. 4a, 6 i 7, art. 4k, art. 9g ust. 5c, art. 11t – art. 11zh ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 29 – 35 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 11t – 11zh ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 3 pkt 61–74: 61) dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego; 62) informacje rynku energii – informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej; 63) układ pomiarowo-rozliczeniowy – urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi; 64) licznik zdalnego odczytu – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz.U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu; 65) licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu; 66)

				punkt pomiarowy – miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej; 67) punkt poboru energii – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy; 68) system zdalnego odczytu – system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu; 69) centralny system informacji rynku energii – system informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego; 70) system pomiarowy – system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii; 71) system informacyjny – system informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz.U. z 2020 r. poz. 1369, z 2021 r. poz. 2333 i 2445 oraz z 2022 r. poz. 655); 72) operator informacji rynku energii – podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 73) jednostkowe dane pomiarowe – dane pomiarowe dotyczące pomiarów dla pojedynczego punktu pomiarowego, dla których jest możliwe ich przypisanie do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego; 74)

				zagregowane dane pomiarowe – dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego; Art. 4j ust. 4a, 6 i 7: 4a. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego, nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży tych paliw lub energii. 6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą. 7. Dotychczasowy sprzedawca jest obowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują nieodpłatnie dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych. Art. 4k. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w tym operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu przesyłowego lub sprzedawca, prowadzi rozliczenia za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe. Art. 9g ust. 5c: 5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu

				informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności określającą: 1) szczegółowy sposób: a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom, b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii, c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji; 2) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i tryb ich aktualizacji; 3) procedury przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii; 4) wymagania techniczne, w tym w zakresie oprogramowania, jakie spełniają systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii; 5) procedury awaryjne stosowane w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii; 6) wzór umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 2 Art. 11t – art. 11zh: Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

				1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%, 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%, 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6. „Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”,:

				1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w tym informacje o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu; 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy; 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o

				których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3. 11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2. 12. Licznik zdalnego odczytu zainstalowany u odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może być wykorzystany do przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej. W takim przypadku informacje niezbędne do dokonywania tych rozliczeń są prowadzone w systemie informacyjnym sprzedawcy, który jest obowiązany przekazywać je do centralnego systemu informacji rynku energii oraz do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, z uwzględnieniem art. 4k. 13. Zmiana formy rozliczeń na formę przedpłatową, o której mowa w ust. 12, jest bezpłatna. 14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r. 15. Na poczet wykonania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązków, o których mowa w ust. 1–3, zalicza się liczniki zdalnego odczytu: 1) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3 oraz 2) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.”; Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu: 1) dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii; 2) informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik. 2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest uprawniony do wysyłania polecenia do licznika zdalnego odczytu na

				obszarze swojego działania. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wysyła polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie przekazane za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii przez: 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) o którym mowa w art. 11d ust. 1, c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych – w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcę energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 3) odbiorcę końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 4) podmiot upoważniony przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11w. W przypadku: 1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe; 2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe. Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu: 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii;

			2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 4) wspiera realizację procesów rynku energii; 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c; 7) oblicza wartość cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 4b ust. 4 i 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; 8) oblicza skorygowaną wartość cen energii elektrycznej, o których mowa w pkt 7, w przypadku zmiany danych wykorzystywanych do ustalenia tych cen wynikającą z korekt przekazywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub podmioty, o których mowa art. w 11zb ust. 6, jeżeli skorygowana cena różni się od poprzednio obliczonej o więcej niż 0,1%. 2. Operator informacji rynku energii zamieszcza na swojej stronie internetowej: 1) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 2) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej; 3) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy kompleksowej; 4) wykaz sprzedawców z urzędu działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) informację o sprzedawcy zobowiązanym w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wyznaczonym na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

			6) (uchylony); 7) (uchylony); 8) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; 9) publikuje, na swoich stronach internetowych, informacje o wartości cen energii elektrycznej, o których mowa w pkt 7 i 8, począwszy od 1 lipca 2022 r., przy czym wartość ceny, o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, jest publikowana do 2 lipca 2025 r. 3. Zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. 4. Terminy publikacji cen, o których mowa w ust. 1 pkt 7 i 8, określa instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1, opracowana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz podmiot odpowiedzialny za bilansowanie realizują wymianę informacji rynku energii dotyczącą umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczącą informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie, a także procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 3. Centralny system informacji rynku energii może umożliwiać wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii innych niż wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 4. Standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii określają w szczególności: 1) sposób realizacji procesów rynku energii, z uwzględnieniem zależności między tymi procesami; 2) komunikaty dotyczące procesów rynku energii wysyłane i odbierane przez centralny system informacji rynku energii.

				5. Procesy rynku energii nie dotyczą działań realizowanych w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego ani działań realizowanych na giełdach towarowych w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej taką giełdę towarową lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej. Art. 11za. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz inne podmioty w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w zakresie realizacji tych procesów wykorzystują systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii w sposób określony w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności: 1) informacje o: a) punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji jego dotyczącej, b) sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej: – umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, – umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży, c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania, d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania, e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania: – sprzedaż rezerwową, – rezerwową usługę kompleksową; 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego

				elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa; 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 2. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii informacje o odbiorcach, z którymi zawarł umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, oraz inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 3. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii: 1) informacje o sprzedawcach energii elektrycznej oraz punktach poboru energii jednostek wytwórczych, dla których podmiot pełni funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe; 2) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii. 5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k. 6. Podmiot, o którym mowa w art. 4b ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przekazuje operatorowi informacji rynku energii dane dotyczące: 1) ceny energii elektrycznej określonej w systemie kursu jednolitego na sesji notowań rynku dnia następnego określonej w walucie notowań [zł/MWh lub euro/MWh], 2) ilości energii elektrycznej stanowiącej wolumen obrotu na sesji notowań rynku dnia następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego [MWh] – do godziny 15.00 doby, w której odbyły się sesje notowań na dzień następny.

				Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego informacje te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego informacje te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektro-energetycznego – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań określonych w przepisach prawa , 6) (uchylony) 6a) podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z wytwórcą energii elektrycznej lub z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci przesyłowej, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–5 i 7–9. 2.Podmioty, o których mowa w art. 11zg ust. 1, w celu realizacji uprawnień lub obowiązków wynikających z przepisów prawa mogą zlecać przetwarzanie informacji rynku energii w ich imieniu podmiotom trzecim.. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–5 i 7–9, wyłącznie w celu:

				1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) (uchylony) 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 5. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub podmiotom, które wykazały interes prawny. 6. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na

				podstawie art. 11zh, odbywają się w postaci elektronicznej i są nieodpłatne. Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–5 i 7–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii wypełnia w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w celach związanych z budową i funkcjonowaniem centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 2. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii wypełniają w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu.

				3. Realizacja żądań, o których mowa w art. 16 rozporządzenia 2016/679, następuje przez złożenie wniosku przez osobę fizyczną, której dane osobowe są przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii do właściwego podmiotu, o którym mowa w art. 11zb, i przekazanie przez ten podmiot sprostowanych lub uzupełnionych informacji do centralnego systemu informacji rynku energii. Do operatora informacji rynku energii nie stosuje się art. 16 rozporządzenia 2016/679 w zakresie dotyczącym danych osobowych przekazanych do centralnego systemu informacji rynku energii przez podmioty, o których mowa w art. 11zb. 4. W przypadku realizacji żądań, o których mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w zakresie dostarczenia kopii danych osobowych w formie papierowej przez operatora informacji rynku energii, zakres danych osobowych obejmuje dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 5. Do przetwarzania przez operatora informacji rynku energii danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii nie stosuje się art. 18 ust. 1 rozporządzenia 2016/679. 6. Operator informacji rynku energii zamieszcza informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1, ust. 3 zdaniu drugim, ust. 4 i 5, na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 7. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii zamieszczają informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 2, na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 8. Operator informacji rynku energii zabezpiecza dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi lub przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) obowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 9. Przy przetwarzaniu danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii operator informacji rynku energii wdraża odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i

				wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Art. 11zg. 1. W celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 2) (uchylony), 3) sprzedawca energii elektrycznej, 4) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, 5) (uchylony) 6) inny podmiot realizujący procesy rynku energii lub wymieniający informacje rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii – zawiera z operatorem informacji rynku energii umowę. 2. Umowę, o której mowa w ust. 1, zawiera się w formie elektronicznej przy użyciu wzorca umowy określonego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. 3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera w szczególności: 1) zobowiązanie stron do przestrzegania i stosowania instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 2) zobowiązanie stron do przetwarzania informacji rynku energii oraz innych informacji na zasadach określonych w przepisach prawa; 3) zobowiązanie do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających bezpieczeństwo systemów teleinformatycznych;

			4) zasady weryfikacji spełniania wymagań związanych z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych przez użytkowników systemu; 5) zasady współpracy w zakresie testów bezpieczeństwa; 6) zakres i warunki odpowiedzialności stron; 7) postanowienia dotyczące ochrony danych osobowych; 8) warunki i terminy wypowiedzenia umowy. Art. 11zh. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) wykaz procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1; 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania; 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji; 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji; 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, 7) zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii 2. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz systemów pomiarowych z nim powiązanych; 2) zapewnienie niezawodnej komunikacji pomiędzy systemami informacyjnymi uczestników rynku; 3) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego; 4) bezpieczeństwo obrotu gospodarczego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) zapewnienie sprawnej realizacji procesów rynku energii;

			8) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 9) regulacje wynikające z członkostwa Rzeczypospolitej Polski w Unii Europejskiej, w tym metody, warunki, wymogi i zasady stosowane na wspólnym rynku energii elektrycznej; 10) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i innych informacji; 11) wymagania dotyczące danych osobowych. Projekt ustawy UC74: W art. 11t: a) w ust. 6 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o:”; b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”; c) ust. 14 otrzymuje brzmienie: „14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.”; d) dodaje się ust. 15 w brzmieniu: „15. Na poczet wykonania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązków, o których mowa w ust. 1–3, zalicza się liczniki zdalnego odczytu: 1) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3 oraz 2) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem. w art. 11u ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

				„Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu.”; w art. 11z ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Art. 11z. 1.Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz podmiot odpowiedzialny za bilansowanie realizują wymianę informacji rynku energii dotyczącą umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczącą informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie, a także procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii..”; w art. 11zb: a) w ust. 1: – wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności.”, – w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji jego dotyczącej.”, b) w ust. 3 we wprowadzeniu do wyliczenia i pkt 1 skreśla się wyraz „handlowe”, c) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie: „4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii. 5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego

				elektroenergetycznego mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k.; w art. 11zc: a) w ust. 1: – w pkt 1 i 2 wyraz „dane” zastępuje się wyrazem „informacje”, – w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał”, – w pkt 5 wyrazy „wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii” zastępuje się wyrazami „określonych w przepisach prawa”, – po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu: „6a) podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z wytwórcą energii elektrycznej lub z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci przesyłowej,” – w pkt 10 skreśla się wyraz „handlowe”, b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Podmioty, o których mowa w art. 11zg ust. 1, mogą zlecać przetwarzanie informacji rynku energii w ich imieniu podmiotom trzecim.” c) w ust. 5 w pkt 1 skreśla się wyraz „handlowe”; w art. 11zg: a) w ust. 1: – uchyla się pkt 2, – w pkt 4 skreśla się wyraz „handlowe”, b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. Umowa, o której mowa w ust. 1, zawiera w szczególności: 1) zobowiązanie stron do przestrzegania i stosowania instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c;

				2) zobowiązanie stron do przetwarzania informacji rynku energii oraz innych informacji na zasadach określonych w przepisach prawa; 3) zobowiązanie do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających bezpieczeństwo systemów teleinformatycznych; 4) zasady weryfikacji spełniania wymagań związanych z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych przez użytkowników systemu; 5) zasady współpracy w zakresie testów bezpieczeństwa; 6) zakres i warunki odpowiedzialności stron; 7) postanowienia dotyczące ochrony danych osobowych; 8) warunki i terminy wypowiedzenia umowy.” w art. 11zh w ust. 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”;
Art. 19 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoich terytoriach inteligentnych systemów opomiarowania, które ułatwiają aktywne uczestnictwo odbiorców w rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie takie może być uzależnione od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II.	N	Art. 11t ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 29 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 11t ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –	Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia: 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%, 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%, 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.

			Prawo energetyczne	3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6. 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik

				systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego: 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w tym informacje o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu; 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy;

				3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3. 11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2. 12. Licznik zdalnego odczytu zainstalowany u odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może być wykorzystany do przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej. W takim przypadku informacje niezbędne do dokonywania tych rozliczeń są prowadzone w systemie informacyjnym sprzedawcy, który jest obowiązany przekazywać je do centralnego systemu informacji rynku energii oraz do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, z uwzględnieniem art. 4k. 13. Zmiana formy rozliczeń na formę przedpłatową, o której mowa w ust. 12, jest bezpłatna. 14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r. Analiza kosztów i korzyści przeprowadzana została na podstawie: Jeżeli chodzi o analizę kosztów i korzyści to należy wskazać na: 1. Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce (Warszawa, kwiecień 2019 r.); 2. Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce (Poznań, 20 sierpnia 2012 r.);

				3. ANEKS do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania (Warszawa, kwiecień 2013 r.); Projekt ustawy UC74: W art. 11t: a) w ust. 6 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o:”, b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”, c) ust. 14 otrzymuje brzmienie: „14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.”, d) po ust. 14 dodaje się ust. 15 w brzmieniu: „15. Na poczet wykonania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązku, o którym mowa w ust. 1–3, zalicza się liczniki zdalnego odczytu: 1) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3, oraz 2) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 i 3, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.”;
Art. 19 ust. 3	3. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach, zgodnie z art. 20 i z załącznikiem II. Państwa członkowskie zapewniają interoperacyjność tych inteligentnych systemów	N	Art. 11x ust. 2 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Na podstawie art. 11x ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne: 2. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania funkcjonalne, jakie spełnia system pomiarowy; 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii; 3) wymagania, jakie spełniają;

	opomiarowania, jak również ich zdolność do generowania danych wyjściowych na potrzeby konsumenckich systemów zarządzania energią. W tym względzie państwa członkowskie należycie uwzględniają stosowanie odpowiednich dostępnych norm, w tym norm umożliwiających interoperacyjność, oraz najlepszych praktyk, a także znaczenie rozwoju inteligentnych sieci i rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.		Na tej podstawie wydane zostało rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788)	a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9, b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania; 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu; 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie; 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych; 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu; 3. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 2, bierze pod uwagę: 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego; 2) niezawodność komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu oraz centralnym systemem informacji rynku energii; 3) zapewnienie należytej obsługi procesów rynku energii; 4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz

				korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 8) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i informacji rynku energii; 9) wymagania dotyczące danych osobowych. Na tej podstawie wydane zostało rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788) Jeżeli chodzi o interoperacyjność, to: 1. Lista kontrolna osiągnięcia interoperacyjności przez system teleinformatyczny – została przekazana na KRMC; 2. 5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności określającą: 1) szczegółowy sposób: a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom, b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii, c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji; 2) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i tryb ich aktualizacji; 3) procedury przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii;

				4) wymagania techniczne, w tym w zakresie oprogramowania, jakie spełniają systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii; 5) procedury awaryjne stosowane w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii; 6) wzór umowy, o którym mowa w art. 11 zg ust. 2. Oraz cały rozdział zatytułowany: „Rozdział 2d. Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii” wraz z rozporządzeniem wykonawczym
Art. 19 ust. 4	4. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania zapewniają, by odbiorcy końcowi w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny partycypowali w kosztach związanych z wprowadzaniem takich systemów, przy czym uwzględniają długoterminowe korzyści dla całego łańcucha wartości. Państwa członkowskie lub, jeżeli państwo członkowskie tak postanowi, wyznaczone właściwe organy regularnie monitorują to wprowadzanie na ich terytorium, śledząc korzyści uzyskiwane przez konsumentów.	N	Art. 11t ust. 4 – 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 29 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 11t ust. 6 i 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11t 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6. 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach

				alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego: 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w tym informacje o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu;

				2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy; 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3. Projekt ustawy UC74: W art. 11t: a) w ust. 6 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o:”, b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”,
Art. 19 ust. 5	5. Jeżeli wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania zostanie w wyniku oceny kosztów i korzyści, o której mowa w ust. 2, ocenione negatywnie, państwa członkowskie zapewniają rewizję oceny przynajmniej co cztery lata lub częściej w odpowiedzi na istotne zmiany w założeniach, na których została oparta, oraz w odpowiedzi na rozwój technologii i rynku. Państwa członkowskie informują Komisję o wynikach przeprowadzonej przez nie zaktualizowanej oceny kosztów i korzyści niezwłocznie po ich uzyskaniu.	N		Nie dotyczy
Art. 19 ust. 6	6. Zawarte w niniejszej dyrektywie przepisy dotyczące inteligentnego systemu opomiarowania mają zastosowanie do przyszłych instalacji oraz do instalacji zastępujących starsze inteligentne liczniki. Inteligentne systemy opomiarowania, które są już zainstalowane lub w przypadku których „rozpoczęcie prac” miało miejsce przed dniem 4 lipca 2019 r., mogą być nadal użytkowane przez cały okres użytkowania, jednak w przypadku inteligentnych systemów opomiarowania, które nie	N		Przepis dotyczy liczników instalowanych po wejściu w życie ustawy

	spełniają wymogów art. 20 i załącznika II, nie mogą one być nadal użytkowane po dniu 5 lipca 2031 r. Na potrzeby niniejszego ustępu „rozpoczęcie prac” oznacza rozpoczęcie robót budowlanych związanych z inwestycją albo pierwsze wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, zależnie od tego, co nastąpi wcześniej. Zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, takich jak uzyskiwanie zezwoleń i wykonywanie wstępnych studiów wykonalności, nie uznaje się za rozpoczęcie prac. W przypadku przejść „rozpoczęcie prac” stanowi moment nabycia aktywów bezpośrednio związanych z nabytym zakładem.			
art. 20 lit. a–e, g	Funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało pozytywnie ocenione w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, lub inteligentne systemy opomiarowania są systematycznie wprowadzane po dniu 4 lipca 2019 r., państwa członkowskie wprowadzają inteligentne systemy opomiarowania zgodne z normami europejskimi, załącznikiem II oraz z następującymi wymogami: a) inteligentne systemy opomiarowania muszą dokładnie mierzyć rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i być w stanie dostarczyć odbiorcom końcowym informacje o rzeczywistym czasie zużycia; dostęp do zatwierdzonych danych dotyczących zużycia w przeszłości musi być łatwy i bezpieczny, a na żądanie odbiorców końcowych dane te powinny być im wyświetlane bez dodatkowych kosztów; dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez znormalizowany interfejs lub przez zdalny dostęp, także musi być łatwy i bezpieczny, bez dodatkowych kosztów, w celu wsparcia	N	Art. 11x ust. 1–3, art. 11zd – 11zf ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11x. 1. System pomiarowy działa w sposób niezawodny, zapewniając użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowe rozliczenie za energię elektryczną oraz świadczone usługi, jak również pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych i innych informacji z zachowaniem zasad bezpieczeństwa tych danych i informacji, w szczególności ich poufności. 2. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania funkcjonalne, jakie spełnia system pomiarowy; 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii; 3) wymagania, jakie spełniają: a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9, b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;

zautomatyzowanych programów efektywności energetycznej, odpowiedzi odbioru i innych usług; b) bezpieczeństwo inteligentnych systemów opomiarowania i wymiany danych musi być zgodne ze stosownymi przepisami unijnymi dotyczącymi bezpieczeństwa, z należyтым uwzględnieniem najlepszych dostępnych technik służących zapewnieniu najwyższego poziomu ochrony w zakresie cyberbezpieczeństwa, przy czym należy uwzględnić koszty i zasadę proporcjonalności; c) ochrona prywatności odbiorców końcowych i ich danych musi być zgodna ze stosownymi przepisami unijnymi o ochronie danych i prywatności; d) operatorzy liczników zapewniają, by liczniki odbiorców aktywnych, którzy wprowadzają energię elektryczną do sieci, były w stanie uwzględnić ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci z obiektów odbiorców aktywnych; e) na żądanie odbiorców końcowych dane dotyczące energii elektrycznej wprowadzanej przez nich do sieci oraz dane dotyczące ich zużycia energii elektrycznej są udostępniane, zgodnie z aktami wykonawczymi przyjętymi na podstawie art. 24, odbiorcom końcowym lub stronie trzeciej działającej w ich imieniu za pośrednictwem znormalizowanego interfejsu komunikacyjnego lub za pośrednictwem zdalnego dostępu, w łatwo zrozumiałym formacie, umożliwiającym porównywanie ofert na podstawie podobnych ofert; g) inteligentne systemy opomiarowania muszą stwarzać odbiorcom końcowym możliwość opomiarowywania i rozliczania ich zużycia w tej samej rozdzielczości czasowej co okres rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym.			4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu; 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie; 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych; 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu; 9) wymagania, jakie spełnia licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym; 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych. 3. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 2, bierze pod uwagę: 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego; 2) niezawodność komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu oraz centralnym systemem informacji rynku energii; 3) zapewnienie należytej obsługi procesów rynku energii; 4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 8) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i informacji rynku energii; 9) wymagania dotyczące danych osobowych. Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–5 i 7–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają

	Na użytek akapitu pierwszego lit. e) odbiorcy końcowi mają możliwość pobierania swoich danych pomiarowych lub przekazywania ich innym osobom bez dodatkowych kosztów i zgodnie z przysługującym im prawem do przenoszenia danych przewidzianym w unijnych przepisach dotyczących ochrony danych.			informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii wypełnia w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w celach związanych z budową i funkcjonowaniem centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.8)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 2. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii wypełniają w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 3. Realizacja żądań, o których mowa w art. 16 rozporządzenia 2016/679, następuje przez złożenie wniosku przez osobę fizyczną, której dane osobowe są przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii do właściwego podmiotu, o którym mowa w art. 11zb, i przekazanie przez ten podmiot sprostowanych lub

				uzupełnionych informacji do centralnego systemu informacji rynku energii. Do operatora informacji rynku energii nie stosuje się art. 16 rozporządzenia 2016/679 w zakresie dotyczącym danych osobowych przekazanych do centralnego systemu informacji rynku energii przez podmioty, o których mowa w art. 11zb. 4. W przypadku realizacji żądań, o których mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w zakresie dostarczenia kopii danych osobowych w formie papierowej przez operatora informacji rynku energii, zakres danych osobowych obejmuje dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 5. Do przetwarzania przez operatora informacji rynku energii danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii nie stosuje się art. 18 ust. 1 rozporządzenia 2016/679. 6. Operator informacji rynku energii zamieszcza informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1, ust. 3 zdaniu drugim, ust. 4 i 5, na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 7. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii zamieszczają informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 2, na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 8. Operator informacji rynku energii zabezpiecza dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi lub przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) obowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 9. Przy przetwarzaniu danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii operator informacji rynku energii wdraża odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych do dostępu do centralnego systemu informacji rynku

				energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Ponadto, wszystkie podmioty zaangażowane w system inteligentnego opomiarowania podlegają przepisom ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa przewidziane w tej ustawie.
Art. 20 lit. f	f) odbiorcom końcowym przekazuje się odpowiednie porady i informacje przy instalacji inteligentnych liczników lub przed taką instalacją, w szczególności informacje dotyczące pełnych możliwości liczników pod względem zarządzania odczytem i monitorowania zużycia energii oraz dotyczące gromadzenia i przetwarzania danych osobowych zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi o ochronie danych;	N	Art. 11t ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11t: 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, w tym informacje o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu; 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy; 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3.
Art. 21	Prawo do inteligentnego licznika 1. Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało ocenione negatywnie w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, a inteligentne systemy opomiarowania nie są systematycznie wprowadzane, państwa członkowskie zapewniają, aby każdy odbiorca końcowy, ponosząc związane z tym koszty, miał prawo do tego, by został u niego zainstalowany lub, w stosownych przypadkach,	N	Art. 11t ust. 6 – 9 i 11, art. 45 ust. 1i, art. 46 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 11t: 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach

zmodernizowany, na żądanie oraz na sprawiedliwych, rozsądnych i efektywnych kosztowo warunkach, inteligentny licznik, który: a) jest wyposażony, w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, w funkcjonalności, o których mowa w art. 20, lub w minimalny zestaw funkcjonalności, który zgodnie z załącznikiem II określają i opublikują państwa członkowskie na poziomie krajowym; b) jest interoperacyjny i zdolny do zapewnienia pożądanej łączności w czasie zbliżonym do rzeczywistego między infrastrukturą pomiarową a konsumenckimi systemami zarządzania energią. 2. W odniesieniu do wniosku odbiorcy o inteligentny licznik zgodnie z ust. 1 państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy: a) zapewniają, by w ofercie składanej odbiorcy końcowemu wnioskującemu o instalację inteligentnego licznika wyraźnie podano i jasno opisano: (i) funkcje, jakie posiada i interoperacyjność, jaką charakteryzuje się inteligentny licznik oraz usługi, z jakich można za jego pomocą korzystać, a także korzyści, jakie można realnie osiągnąć dzięki posiadaniu danego inteligentnego licznika w danym momencie; (ii) wszelkie powiązane koszty, jakie musi ponieść odbiorca końcowy; b) zapewniają, by taki licznik został zainstalowany w rozsądnym terminie i nie później niż cztery miesiące po złożeniu wniosku przez odbiorcę; c) regularnie, a co najmniej co dwa lata, dokonują przeglądu powiązanych kosztów i upubliczniają informację o nich oraz śledzą ewolucję tych kosztów w		energetyczn e Art. 1 pkt 29 lit. a i b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia wprowadzenia do wyliczenia w art. 11t ust. 6 i 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 59 lit. b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 46 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego: 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości

	następstwie rozwoju technologicznego i ewentualnych modernizacji systemu pomiarowego.			instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2. Art. 45 ust. 1i: 1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii. Projekt ustawy UC74: w art. 11t: a) w ust. 6 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora o:”, b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:”, Art. 46: 3. Minister właściwy do spraw energii określi, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników

				zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.”,
Art. 22	Liczniki konwencjonalne 1. W przypadku gdy odbiorcy końcowi nie posiadają inteligentnych liczników, państwa członkowskie zapewniają, by zostali oni wyposażeni w indywidualne liczniki konwencjonalne, które dokładnie mierzą rzeczywiste zużycie. 2. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi byli w stanie łatwo odczytywać stan swoich liczników konwencjonalnych, bezpośrednio lub za pośrednictwem interfejsu internetowego lub innego odpowiedniego interfejsu.	N	Ustawa z dnia 11 maja 2011 r. – Prawo o miarach, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	Zagadnienie to reguluje ustawie z dnia 11 maja 2011 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068, z późn. zm.) oraz w przepisach wykonawczych do tej ustawy m.in. implementujących Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (zwaną „MID”), a także w rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z art. 1 ustawy z dnia 11 maja 2011 r. – Prawo o miarach, celem ustawy jest zapewnienie jednolitości miar i wymaganej dokładności pomiarów wielkości fizycznych w Rzeczypospolitej Polskiej. Z kolei art. 2 wskazuje zagadnienia jakie reguluje ustawa, należy zaliczyć do nich: 1) legalne jednostki miar i państwowych wzorców jednostek miar; 2) prawną kontrolę metrologiczną przyrządów pomiarowych; 3) kompetencję i zadania organów administracji rządowej właściwych w sprawach miar, zwanych dalej „organami administracji miar”; 4) sprawowanie nadzoru nad wykonywaniem przepisów ustawy. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – w szczególności Załącznik 1 pkt 5 „Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych energii elektrycznej”: 5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej. 5.1. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej realizujące co najmniej funkcje pomiaru energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach.

				5.2. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej określone są dla tych układów, dla których mierzone wielkości energii elektrycznej stanowią podstawę do rozliczeń i potwierdzania ilości tej energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. 5.3. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej uzależniona się od wielkości mocy znamionowej przyłączanego urządzenia, instalacji lub sieci. Układy te dzieli się na 3 kategorie: 1) kategoria 1 — dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia 30 MVA i wyższej; 2) kategoria 2 — dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA; 3) kategoria 3 — dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia mniejszej niż 1 MVA. 5.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 1 powinny spełniać następujące wymagania: 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej; 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej; 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych. 5.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 2 powinny spełniać następujące wymagania: 1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5; 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej; 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych. 5.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 3 powinny spełniać następujące wymagania:

				1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5; 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej; 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych. 5.7. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej kategorii 1 i 2 wymagane są dwa równoważne układy pomiarowe: układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy. 5.8. Rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej określa się jako równoważny, jeżeli: 1) dla kategorii 1 – liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej są zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.4 niniejszego załącznika; 2) dla kategorii 2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.5 niniejszego załącznika. 5.9. Układy pomiarowo-rozliczeniowe przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w systemy automatycznej rejestracji danych. 5.10. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej powinny być zainstalowane: 1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym; 2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci innych podmiotów; 3) po stronie górnego napięcia transformatorów lub w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym stanowiących miejsca przyłączenia odbiorców końcowych;

				4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw; 5) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 6) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe oraz jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy.
Art. 23 ust. 1 i 2	Zarządzanie danymi 1. Ustanawiając przepisy w zakresie zarządzania danymi i ich wymiany, państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy określają zasady dostępu uprawnionych stron do danych odbiorcy końcowego zgodnie z niniejszym artykułem i mającymi zastosowanie unijnymi ramami prawnymi. Na potrzeby niniejszej dyrektywy jako dane rozumie się dane pomiarowe i dane dotyczące zużycia, a także dane wymagane do zmiany dostawcy przez użytkownika, odpowiedzi odbioru i innych usług. 2. Państwa członkowskie organizują zarządzanie danymi w celu zapewnienia skutecznego i bezpiecznego dostępu do danych i ich wymiany, a także ochrony i bezpieczeństwa danych. Niezależnie od modelu zarządzania danymi stosowanego w każdym państwie członkowskim strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi zapewniają każdej uprawnionej stronie dostęp do danych odbiorcy końcowego zgodnie z ust. 1. Żądane dane powinny być udostępniane uprawnionym stronom w sposób niedyskryminacyjny i jednocześnie. Zapewnia się łatwy dostęp do danych, a odnośne procedury uzyskiwania dostępu do danych podaje się do wiadomości publicznej.	N	art. 3 pkt 61 i 62, art. 11u, art. 11w oraz Rozdział 2d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 30 – 35 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 11u–11zh ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	art. 3: 61) dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego; 62) informacje rynku energii – informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej; Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje z licznika zdalnego odczytu: 1) dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii; 2) informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik. 2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest uprawniony do wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu na obszarze swojego działania. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wysyła polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie przekazane za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii przez:

			energetyczn e	1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) o którym mowa w art. 11d ust. 1, c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych – w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcę energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 3) odbiorcę końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 4) podmiot upoważniony przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11w. W przypadku: 1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe; 2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe. Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu: 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii; 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii;

				3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 4) wspiera realizację procesów rynku energii; 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c; 7) oblicza wartość cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 4b ust. 4 i 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; 8) oblicza skorygowaną wartość cen energii elektrycznej, o których mowa w pkt 7, w przypadku zmiany danych wykorzystywanych do ustalenia tych cen wynikającą z korekt przekazywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub podmioty, o których mowa art. w 11zb ust. 6, jeżeli skorygowana cena różni się od poprzednio obliczonej o więcej niż 0,1%. 2. Operator informacji rynku energii zamieszcza na swojej stronie internetowej: 1) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 2) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej; 3) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy kompleksowej; 4) wykaz sprzedawców z urzędu działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) informację o sprzedawcy zobowiązanym w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

				wyznaczonym na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 6) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują sprzedaż rezerwową; 7) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują rezerwową usługę kompleksową; 8) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 9) publikuje, na swoich stronach internetowych, informacje o wartości cen energii elektrycznej, o których mowa w pkt 7 i 8, począwszy od 1 lipca 2022 r., przy czym wartość ceny, o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, jest publikowana do 2 lipca 2025 r. 3. Zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. 4. Terminy publikacji cen, o których mowa w ust. 1 pkt 7 i 8, określa instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1, opracowana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje proces wymiany informacji rynku energii dotyczący umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczący informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także inne procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 3. Centralny system informacji rynku energii może umożliwiać wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu

				elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii innych niż wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 4. Standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii określają w szczególności: 1) sposób realizacji procesów rynku energii, z uwzględnieniem zależności między tymi procesami; 2) komunikaty dotyczące procesów rynku energii wysyłane i odbierane przez centralny system informacji rynku energii. 5. Procesy rynku energii nie dotyczą działań realizowanych w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego ani działań realizowanych na giełdach towarowych w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej taką giełdę towarową lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej. Art. 11za. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz inne podmioty w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w zakresie realizacji tych procesów wykorzystują systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii w sposób określony w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności:

				1) informacje o: a) punkcie poboru energii lub punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących, b) sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej: – umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, – umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży, c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania, d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania, e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania: – sprzedaż rezerwową, – rezerwową usługę kompleksową; 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa; 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 2. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii informacje o odbiorcach, z którymi zawarł umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, oraz inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 3. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii: 1) informacje o sprzedawcach energii elektrycznej oraz punktach poboru energii jednostek wytwórczych, dla których podmiot pełni funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe; 2) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie

				handlowe oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii. 5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k. 6. Podmiot, o którym mowa w art. 4b ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przekazuje operatorowi informacji rynku energii dane dotyczące: 1) ceny energii elektrycznej określonej w systemie kursu jednolitego na sesji notowań rynku dnia następnego określonej w walucie notowań [zł/MWh lub euro/MWh], 2) ilości energii elektrycznej stanowiącej wolumen obrotu na sesji notowań rynku dnia następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego [MWh] – do godziny 15.00 doby, w której odbyły się sesje notowań na dzień następny. Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu,

				3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektro-energetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) (uchylony) 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–5 i 7–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–5, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–5 i 7–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej;

			2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) (uchylony) 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 5. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub podmiotom, które wykazały interes prawny. 6. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na

				podstawie art. 11zh, odbywają się w postaci elektronicznej i są nieodpłatne. Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–5 i 7–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii wypełnia w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w celach związanych z budową i funkcjonowaniem centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 2. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii wypełniają w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są

				obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 3. Realizacja żądań, o których mowa w art. 16 rozporządzenia 2016/679, następuje przez złożenie wniosku przez osobę fizyczną, której dane osobowe są przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii do właściwego podmiotu, o którym mowa w art. 11zb, i przekazanie przez ten podmiot sprostowanych lub uzupełnionych informacji do centralnego systemu informacji rynku energii. Do operatora informacji rynku energii nie stosuje się art. 16 rozporządzenia 2016/679 w zakresie dotyczącym danych osobowych przekazanych do centralnego systemu informacji rynku energii przez podmioty, o których mowa w art. 11zb. 4. W przypadku realizacji żądań, o których mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w zakresie dostarczenia kopii danych osobowych w formie papierowej przez operatora informacji rynku energii, zakres danych osobowych obejmuje dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 5. Do przetwarzania przez operatora informacji rynku energii danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii nie stosuje się art. 18 ust. 1 rozporządzenia 2016/679. 6. Operator informacji rynku energii zamieszcza informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1, ust. 3 zdaniu drugim, ust. 4 i 5, na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 7. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii zamieszczają informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 2, na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 8. Operator informacji rynku energii zabezpiecza dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi lub przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania;

				2) obowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 9. Przy przetwarzaniu danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii operator informacji rynku energii wdraża odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Art. 11zg. 1. W celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 2) w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego – właściciel sieci, instalacji lub urządzeń, 3) sprzedawca energii elektrycznej, 4) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, 5) (uchylony) 6) inny podmiot realizujący procesy rynku energii lub wymieniający informacje rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii – zawiera z operatorem informacji rynku energii umowę.

				2. Umowę, o której mowa w ust. 1, zawiera się w formie elektronicznej przy użyciu wzorca umowy określonego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zh. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) wykaz procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1; 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania; 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji; 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji; 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych. 2. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz systemów pomiarowych z nim powiązanych; 2) zapewnienie niezawodnej komunikacji pomiędzy systemami informacyjnymi uczestników rynku; 3) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego; 4) bezpieczeństwo obrotu gospodarczego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) zapewnienie sprawnej realizacji procesów rynku energii; 8) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;

				9) regulacje wynikające z członkostwa Rzeczypospolitej Polski w Unii Europejskiej, w tym metody, warunki, wymogi i zasady stosowane na wspólnym rynku energii elektrycznej; 10) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i innych informacji; 11) wymagania dotyczące danych osobowych. Projekt ustawy UC74: w art. 11u ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu.”; w art. 11z ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, oraz podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe realizuje wymianę informacji rynku energii dotyczącą umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczącą informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”; w art. 11zb: a) w ust. 1 – wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności:”, – w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących,”; b) ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za

				bilansowanie handlowe oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii.”, c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k.”; w art. 11zc: a) w ust. 1: – w pkt 1 i 2 wyraz „dane” zastępuje się wyrazem „informacje”, – w pkt 3 skreśla się wyrazy: „lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał”, – w pkt 5 wyrazy „wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii” zastępuje się wyrazami „określonych w przepisach prawa”, – po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu: „6a) podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z wytwórcą energii elektrycznej lub z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci przesyłowej;”, b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Podmioty, o których mowa w art. 11zg ust. 1, w celu realizacji uprawnień lub obowiązków wynikających z przepisów prawa mogą

				zlecać przetwarzanie informacji rynku energii w ich imieniu podmiotom trzecim.”; w art. 11zg: a) w ust. 1 uchyla się pkt 2, b) po ust. 2 dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. Umowa, o której mowa w ust. 1 zawiera w szczególności: 1) zobowiązanie stron do przestrzegania i stosowania standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii, dostarczania i udostępniania informacji rynku energii oraz innych informacji w terminie i na zasadach niezbędnych do realizacji procesów rynku energii; 2) zobowiązanie stron do przetwarzania informacji rynku energii oraz innych informacji na zasadach określonych w przepisach prawa; 3) zobowiązanie do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających bezpieczeństwo systemów teleinformatycznych; 4) zasady weryfikacji spełniania wymogów związanych z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych przez użytkowników systemu; 5) zasady współpracy w zakresie testów bezpieczeństwa; 6) zakres i warunki odpowiedzialności stron; 7) postanowienia dotyczące ochrony danych osobowych; 8) warunki i terminy wypowiedzenia umowy.”; w art. 11zh w ust. 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i po pkt 6 dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”;
Art. 23 ust. 3	3. Na potrzeby niniejszej dyrektywy zasady dostępu do danych i przechowywania danych muszą być zgodne z odpowiednim prawem Unii. Przetwarzanie danych osobowych w ramach niniejszej dyrektywy odbywa się zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/679.	N	Art. 11ze, Art. 11zf ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii wypełnia w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w celach związanych z budową i funkcjonowaniem centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób

			energetyczn e	fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.8)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 2. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii wypełniają w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 3. Realizacja żądań, o których mowa w art. 16 rozporządzenia 2016/679, następuje przez złożenie wniosku przez osobę fizyczną, której dane osobowe są przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii do właściwego podmiotu, o którym mowa w art. 11zb, i przekazanie przez ten podmiot sprostowanych lub uzupełnionych informacji do centralnego systemu informacji rynku energii. Do operatora informacji rynku energii nie stosuje się art. 16 rozporządzenia 2016/679 w zakresie dotyczącym danych osobowych przekazanych do centralnego systemu informacji rynku energii przez podmioty, o których mowa w art. 11zb. 4. W przypadku realizacji żądań, o których mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w zakresie dostarczenia kopii danych osobowych w formie papierowej przez operatora informacji rynku energii, zakres danych osobowych obejmuje dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 5. Do przetwarzania przez operatora informacji rynku energii danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii nie stosuje się art. 18 ust. 1 rozporządzenia 2016/679. 6. Operator informacji rynku energii zamieszcza informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 1, ust. 3 zdaniu drugim,

				ust. 4 i 5, na swoich stronach internetowych, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej. 7. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii zamieszczają informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 2, na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 8. Operator informacji rynku energii zabezpiecza dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi lub przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) obowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 9. Przy przetwarzaniu danych osobowych w centralnym systemie informacji rynku energii operator informacji rynku energii wdraża odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe.
Art. 23 ust. 4	4. Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy upoważniają strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi i certyfikują je lub, w stosownych	N	Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym	Załącznik nr 1 do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa wskazuje na „Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –

	przypadkach, nadzorują je w celu zapewnienia, by spełniały one wymagania określone w niniejszej dyrektywie. Bez uszczerbku dla wynikających z rozporządzenia (UE) 2016/679 zadań inspektorów ochrony danych, państwa członkowskie mogą podjąć decyzję, że będą wymagać od stron odpowiedzialnych za zarządzanie danymi, by wyznaczyły one inspektorów do spraw zgodności, którzy mają być odpowiedzialni za monitorowanie realizacji działań podejmowanych przez te strony w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do danych i zgodności z wymaganiami określonymi w niniejszej dyrektywie. Państwa członkowskie mogą wyznaczyć inspektorów do spraw zgodności lub organy, o których mowa w art. 35 ust. 2 lit. d) niniejszej dyrektywy, do spełniania obowiązków wynikających z niniejszego ustępu.		systemie cyberbezpieczeństwa	Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.”. Definicja ta wynika z całokształtu przepisów oraz odniesienia do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa i jej rozporządzeń wykonawczych – operatorzy i inne przedsiębiorstwa energetyczne podlegają reżimowi prawnemu tej ustawy – załącznik nr 1. Ustawa ta, zgodnie z art. 1 ust. 1, określa: – organizację krajowego systemu cyberbezpieczeństwa oraz zadania i obowiązki podmiotów wchodzących w skład tego systemu, – sposób sprawowania nadzoru i kontroli w zakresie stosowania przepisów ustawy, – zakres Strategii Cyberbezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z załącznikiem nr 1 do ww. ustawy, z zakresie sektora energii, podsektor energia elektryczna, podmiotami zobowiązanymi do przestrzegania przepisów tej ustawy są: – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843 i 1086), posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej; – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, – przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przetwarzania albo magazynowania energii elektrycznej,

				– podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie świadczenia usług systemowych, jakościowych i zarządzania infrastrukturą energetyczną.
Art. 23 ust. 5	5. Odbiorców końcowych nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami za dostęp do ich danych ani za wnioski o udostępnienie ich danych. Państwa członkowskie odpowiadają za określenie wysokości odpowiednich opłat za dostęp uprawnionych stron do danych. Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy zapewniają, by opłaty nałożone przez podmioty regulowane świadczące usługi w zakresie danych były racjonalne i należyście uzasadnione.	N	Art. 11zc ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11zc 6. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywają się w postaci elektronicznej i są nieodpłatne.
Art. 24 ust. 1 i 3	Wymogi interoperacyjności i procedury dostępu do danych 1. W celu wspierania konkurencji na rynku detalicznym oraz unikania nadmiernych kosztów administracyjnych dla stron uprawnionych, państwa członkowskie ułatwiają pełną interoperacyjność usług energetycznych w Unii. 3. Państwa członkowskie zapewniają, by przedsiębiorstwa energetyczne stosowały wymogi interoperacyjności i procedury dostępu do danych, o których mowa w ust. 2. Te wymogi i procedury muszą opierać się na istniejących praktykach krajowych.	N	Art. 4k oraz rozdział 2d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Rozporządzenie Ministra klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii	Co do zasady przepis ten nakłada na KE obowiązek wydania stosownych aktów wykonawczych, które jeszcze nie zostały wydane. Jednakże konstrukcja ustawy – powołanie jednego Operatora Informacji Rynku Energii oraz Centralnego Systemu prowadzonego przez tego Operatora w pełni realizuje postulat interoperacyjności. Art. 4k. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w tym operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu przesyłowego lub sprzedawca, prowadzi rozliczenia za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe. Przepisy rozdziału 2d wskazane zostały powyżej.

Art. 24 ust. 2	2. Komisja przyjmuje w drodze aktów wykonawczych wymogi interoperacyjności oraz niedyskryminacyjne i przejrzyste procedury dostępu do danych, o których mowa w art. 23 ust. 1. Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą doradczą, o której mowa w art. 68 ust. 2.	N		Nie dotyczy
Art. 25	Kompleksowe punkty kontaktowe Państwa członkowskie zapewniają otwarcie kompleksowych punktów kontaktowych udostępniających odbiorcom wszystkie niezbędne informacje na temat ich praw, mających zastosowanie przepisów oraz dostępnych dla nich w razie zaistnienia sporu mechanizmów rozstrzygania sporów. Takie kompleksowe punkty kontaktowe mogą być elementem ogólnych punktów informacji dla konsumentów.	N	Art. 37–39 i 42 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów w (Dz. U. z 2021 r. poz. 275)	Art. 37. Zadania w dziedzinie ochrony interesów konsumentów w zakresie określonym ustawą oraz odrębnymi przepisami wykonują również: samorząd terytorialny, a także organizacje konsumenckie i inne instytucje, do których statutowych lub ustawowych zadań należy ochrona interesów konsumentów. Art. 38. Zadaniem samorządu terytorialnego w zakresie ochrony praw konsumentów jest prowadzenie edukacji konsumenckiej. Art. 39. 1. Zadania samorządu powiatowego w zakresie ochrony praw konsumentów wykonuje powiatowy (miejski) rzecznik konsumentów, zwany dalej „rzecznikiem konsumentów”. 2. Powiaty mogą, w drodze porozumienia, utworzyć jedno wspólne stanowisko rzecznika konsumentów. Art. 42. 1. Do zadań rzecznika konsumentów należy: 1) zapewnienie bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów; 2) składanie wniosków w sprawie stanowienia i zmiany przepisów prawa miejscowego w zakresie ochrony interesów konsumentów; 3) występowanie do przedsiębiorców w sprawach ochrony praw i interesów konsumentów; 4) współdziałanie z Prezesem Urzędu, organami Inspekcji Handlowej oraz organizacjami konsumenckimi; 5) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub w przepisach odrębnych. 2. Rzecznik konsumentów może w szczególności wytaczać powództwa na rzecz konsumentów oraz wstępować, za ich zgodą, do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów. 3. Rzecznik konsumentów w sprawach o wykroczenia na szkodę konsumentów jest oskarżycielem publicznym w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 24 sierpnia 2001 r. – Kodeks postępowania

				w sprawach o wykroczenia (Dz. U. z 2020 r. poz. 729, 956, 1423, 2112 i 2320). 4. Przedsiębiorca, do którego zwrócił się rzecznik konsumentów, działając na podstawie ust. 1 pkt 3, jest obowiązany udzielić rzecznikowi wyjaśnień i informacji będących przedmiotem wystąpienia oraz ustosunkować się do uwag i opinii rzecznika. 5. Do rzecznika konsumentów stosuje się odpowiednio przepis art. 63 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego.
Art. 26 ust. 1	Prawo do pozasądowego rozstrzygania sporów 1. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym dostęp do prostych, sprawiedliwych, przejrzystych, niezależnych, skutecznych i sprawnie działających mechanizmów pozasądowego rozstrzygania sporów dotyczących praw i obowiązków ustanowionych na mocy niniejszej dyrektywy, za pośrednictwem niezależnego mechanizmu, takiego jak rzecznik praw odbiorców energii, lub organ ochrony konsumentów, lub za pośrednictwem organu regulacyjnego. Jeżeli odbiorca końcowy jest konsumentem w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE (23), takie mechanizmy pozasądowego rozstrzygania sporów muszą spełniać wymogi jakościowe dyrektywy 2013/11/UE oraz obejmować, w uzasadnionych przypadkach, systemy zwrotu kosztów i rekompensaty.	T	Art. 1 pkt 49 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 31a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 31a pkt 7a ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów w (Dz. U. z 2021 r. poz. 275)	Art. 31a. 1.Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej oraz odbiorcami aktywnymi będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów.: 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym o przyłączenie mikroinstalacji; 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego; 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła; 4) sprzedaży; 5) kompleksowych; 6) agregacji; 7) o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.”; Art. 31. Do zakresu działania Prezesa Urzędu należy: 7a) wykonywanie zadań określonych w ustawie z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. poz. 1823); Ustawa z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. poz. 1823), zgodnie z art. 1 pkt 4 i 5 określa: 4) zasady prowadzenia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich;

				5) zadania Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zwanego dalej „Prezesem Urzędu”, w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich.
Art. 26 ust. 2	2. W razie potrzeby państwa członkowskie zapewniają współpracę podmiotów alternatywnych metod rozstrzygania sporów, by zapewnić proste, sprawiedliwe, przejrzyste, niezależne, skuteczne i wydajne mechanizmy pozasądowego rozstrzyganie sporów dotyczących produktów lub usług związanych lub wiązanych z jakimikolwiek produktami lub usługami objętymi zakresem niniejszej dyrektywy.	N	Art. 31a , art. 31d, art. 31f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 31a. 1. Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, wynikłych z umów: 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenia mikroinstalacji; 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego; 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła; 4) sprzedaży; 5) kompleksowych. 2. Prowadząc postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, o których mowa w ust. 1, Koordynator: 1) umożliwia zbliżenie stanowisk stron w celu rozwiązania sporu przez jego strony lub 2) przedstawia stronom propozycję rozwiązania sporu. 3. Przepisy art. 31d i art. 31e stosuje się odpowiednio do prosumentów wirtualnych energii odnawialnej oraz prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, będących konsumentami. Art. 31d 1. Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem. 2. Warunkiem wystąpienia z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem jest podjęcie przez odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem próby

				kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu. 3. Wniosek o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem zawiera co najmniej elementy określone w art. 33 ust. 2 ustawy z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich, z tym że wnioskodawca może wnosić o umożliwienie zbliżenia stanowisk stron w celu rozwiązania sporu przez jego strony lub przedstawienie stronom propozycji rozwiązania sporu. 4. Do wniosku o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem dołącza się: 1) informację, czy występowano do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1; 2) oświadczenie, że sprawa o to samo roszczenie między tymi samymi stronami nie jest w toku albo nie została już rozpatrzona przez Koordynatora, inny właściwy podmiot albo sąd; 3) kopię korespondencji odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem z przedsiębiorstwem energetycznym dotyczącej sporu lub oświadczenie odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem o podjęciu próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu. 5. W przypadku gdy wniosek o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem nie spełnia wymagań, o których mowa w ust. 4, Koordynator wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w wyznaczonym terminie nie krótszym niż 7 dni, pod rygorem jego pozostawienia bez rozpatrzenia. 6. Koordynator odmawia rozpatrzenia sporu w przypadku, gdy: 1) przedmiot sporu wykracza poza kategorie sporów objęte właściwością Koordynatora; 2) odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej będący konsumentem nie podjął przed złożeniem wniosku o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem próby kontaktu z przedsiębiorstwem energetycznym i bezpośredniego rozwiązania sporu;

				3) sprawa o to samo roszczenie między tymi samymi stronami jest w toku, z zastrzeżeniem art. 31e ust. 2, albo została już rozpatrzona przez Koordynatora, inny właściwy podmiot albo sąd; 4) wartość przedmiotu sporu jest wyższa albo niższa od progów finansowych określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31f ust. 2. Art. 31f. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) szczegółowy tryb prowadzenia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, o których mowa w art. 31a ust. 1, w tym termin na wyrażenie przez strony zgody na przedstawioną propozycję rozwiązania sporu lub zastosowanie się do niej, 2) sposób wnoszenia wniosków o wszczęcie postępowania, 3) sposób wymiany informacji między stronami postępowania za pomocą środków komunikacji elektronicznej lub przesyłką pocztową – mając na uwadze konieczność zapewnienia łatwego dostępu do postępowania, sprawnego rozwiązywania sporów oraz bezstronnego i niezależnego prowadzenia postępowania. 2. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wysokość progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu, uwzględniając określenie ich wysokości na poziomie, który nie utrudnia znacząco odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem dostępu do postępowania. Projekt ustawy UC74: w art. 31e: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Jeżeli z informacji, o której mowa w art. 31d ust. 4 pkt 1, wynika, że odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej będący konsumentem lub odbiorca aktywny będący konsumentem wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1, Koordynator przekazuje Prezesowi URE tę informację.”, b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

				„3. Jeżeli odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosument energii odnawialnej lub odbiorca końcowy będący konsumentem wystąpi z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 w trakcie toczącego się postępowania przed Koordynatorem, Prezes URE zawiesza z urzędu postępowanie prowadzone w trybie art. 8 ust. 1, po jego wszczęciu.”;
Art. 26 ust. 3	3. Udział przedsiębiorstw energetycznych w mechanizmach pozasądowego rozstrzygania sporów dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi jest obowiązkowy, chyba że dane państwo członkowskie wykaże Komisji, że inne mechanizmy są równie skuteczne.	T	Art. 1 pkt 47 lit. d w zakresie dodawanego ust. 7 w art. 31d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 31d: 7. Udział przedsiębiorstwa energetycznego, agregatora lub obywatelskiej społeczności energetycznej w postępowaniu przed Koordynatorem jest obowiązkowy w przypadku, gdy wnioskodawcą jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym lub odbiorca aktywny będący konsumentem.

Art. 27	Usługa powszechna 1. Państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, a także, jeżeli państwa członkowskie uznają to za stosowne, małym przedsiębiorstwom możliwość korzystania z usługi powszechnej, a mianowicie prawo do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości, na ich terytorium, po konkurencyjnych, łatwo i jednoznacznie porównywalnych, przejrzystych i niedyskryminujących cenach. Aby zapewnić świadczenie usługi powszechnej, państwa członkowskie mogą wyznaczyć dostawcę z urzędu. Państwa członkowskie nakładają na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek przyłączania odbiorców do ich sieci na warunkach i według taryf ustalonych zgodnie z procedurą ustanowioną w art. 59 ust. 7. Niniejsza dyrektywa nie uniemożliwia państwom członkowskim wzmacniania pozycji rynkowej odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz małych i średnich odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi przez wspieranie możliwości dobrowolnego zrzeszania się tej kategorii odbiorców w celu wzmocnienia reprezentacji. 2. Ust. 1 wdrażany jest w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny i nie utrudnia wolnego wyboru dostawcy, przewidzianego w art. 4.	N	Art. 5 ust. 1 i 3, Art. 5a, art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 11 lit. a w zakresie zmiany brzmienia ust. 1 w art. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 5. 1. Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu. 3. Dostarczanie paliw gazowych lub energii może odbywać się na podstawie umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii; umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może zawierać także postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania tych paliw, a w przypadku ciepła, jeżeli jest ono kupowane od innych przedsiębiorstw energetycznych, powinna także określać warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach Art. 5a. 1. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej. 3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła jest obowiązane do zawarcia umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej tego przedsiębiorstwa na wniosek tego odbiorcy. 4. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym może zrezygnować z usługi kompleksowej świadczonej przez sprzedawcę z urzędu. Odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z usługi

				kompleksowej, zachowując przewidziany w umowie okres jej wypowiedzenia, nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu. Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE. Projekt ustawy UC74 – art. 7: „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie powiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając uzasadnienie odmowy.”,
art. 28	Odbiorcy wrażliwi 1. Państwa członkowskie wprowadzają odpowiednie środki w celu ochrony odbiorców i zapewniają, w szczególności, istnienie odpowiednich zabezpieczeń chroniących odbiorców wrażliwych. W tym kontekście każde państwo członkowskie definiuje pojęcie odbiorców wrażliwych, które może się odnosić do ubóstwa energetycznego oraz, między innymi, do zakazu odłączania takim odbiorcom energii elektrycznej w sytuacjach krytycznych. Pojęcie odbiorców wrażliwych może obejmować poziom dochodu, udział wydatków na	N	Art. 3 pkt 13c oraz art. 5c – art. 5ga ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 3: 13c) odbiorca wrażliwy energii elektrycznej – osobę, której przyznano dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 2021), która jest stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym i zamieszkuje w miejscu dostarczania energii elektrycznej; Art. 5c. 1. Odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej przysługuje zryczałtowany dodatek energetyczny. 2. Dodatek energetyczny wynosi rocznie nie więcej niż 30% iloczynu limitu zużycia energii elektrycznej oraz średniej ceny energii

	energię w dochodzie do dyspozycji, efektywność energetyczną budynków mieszkalnych, krytyczną zależność od urządzeń elektrycznych ze względu na stan zdrowia, wiek lub inne kryteria. Państwa członkowskie zapewniają stosowanie praw i obowiązków dotyczących odbiorców wrażliwych. W szczególności wprowadzają środki w celu ochrony odbiorców końcowych na obszarach oddalonych. Państwa członkowskie zapewniają wysoki poziom ochrony konsumentów, w szczególności w odniesieniu do przejrzystości ogólnych warunków umownych, informacji ogólnych i mechanizmów rozstrzygania sporów. 2. Państwa członkowskie przyjmują odpowiednie środki, takie jak zasiłki z systemów zabezpieczeń społecznych mające zapewnić niezbędne dostawy dla odbiorców wrażliwych lub wsparcie służące poprawie efektywności energetycznej, aby rozwiązywać przypadki ubóstwa energetycznego stwierdzone zgodnie z art. 3 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999, w tym w szerszym kontekście ubóstwa. Środki takie nie utrudniają skutecznego otwarcia rynku określonego w art. 4 ani funkcjonowania rynku, a w stosownych przypadkach powiadamia się o nich Komisję zgodnie z art. 9 ust. 4. Takie powiadomienia mogą również obejmować środki przyjęte w ramach ogólnego systemu zabezpieczeń społecznych.			elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d. 3. Wysokość limitu, o którym mowa w ust. 2, wynosi: 1) 900 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną; 2) 1250 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 4 osób; 3) 1500 kWh w roku kalendarzowym – dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej 5 osób. 4. Minister właściwy do spraw energii ogłasza, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, wysokość dodatku energetycznego na kolejne 12 miesięcy, biorąc pod uwagę środki przewidziane na ten cel w ustawie budżetowej. Art. 5d. 1. Dodatek energetyczny przyznaje wójt, burmistrz lub prezydent miasta, w drodze decyzji, na wniosek odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej. Do wniosku dołącza się kopię umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. 2. Rada gminy określa, w drodze uchwały, wzór wniosku o wypłatę dodatku energetycznego. 3. Dane osobowe przetwarzane w zakresie niezbędnym do wypłacenia dodatku energetycznego przechowuje się przez okres nie dłuższy niż 5 lat od dnia zaprzestania wypłacania tego dodatku. Art. 5e. 1. Dodatek energetyczny wypłaca się odbiorcy wrażliwemu energii elektrycznej do dnia 10 każdego miesiąca z góry, z wyjątkiem miesiąca stycznia, w którym dodatek energetyczny wypłaca się do dnia 30 stycznia danego roku. 2. Dodatek energetyczny wynosi miesięcznie 1/12 kwoty rocznej dodatku energetycznego ogłaszanej przez ministra właściwego do spraw energii, na podstawie art. 5c ust. 4. Art. 5f. 1. Wypłata dodatku energetycznego jest zadaniem z zakresu administracji rządowej. Dodatek energetyczny wypłacają gminy. 2. Gminy otrzymują dotacje celowe z budżetu państwa na finansowanie wypłat dodatku energetycznego, w granicach kwot określonych na ten cel w ustawie budżetowej.

				3. Przy ustalaniu wysokości dotacji celowej na realizację wypłat dodatku energetycznego, uwzględnia się koszty wypłacania odbiorcom wrażliwym energii elektrycznej dodatku energetycznego, w wysokości 2% łącznej kwoty dotacji wypłaconych w gminie. Art. 5g. 1. Wojewodowie przekazują dotacje gminom w granicach kwot określonych na ten cel w budżecie państwa. 2. Gmina składa wojewodzie wniosek o przyznanie dotacji co kwartał, w terminie do 15 dnia miesiąca poprzedzającego dany kwartał. 3. Wojewoda przedstawia ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych wniosek o zwiększenie budżetu, w terminie do 25 dnia miesiąca poprzedzającego dany kwartał; wniosek na pierwszy kwartał wojewoda przedstawia w terminie do dnia 10 stycznia danego roku. 4. Dotacje na dany kwartał są przekazywane gminom przez wojewodę, na podstawie wniosku, o którym mowa w ust. 2, w miesięcznych ratach. Nadpłata dotacji za kwartał może być zaliczana na poczet dotacji należnej w kwartale następnym, z wyjątkiem nadpłaty za dany rok, która podlega przekazaniu na rachunek właściwego urzędu wojewódzkiego, w terminie do dnia 20 stycznia następnego roku. 5. Jeżeli w wyniku połączenia lub podziału gmin nastąpiły zmiany w podstawie obliczania kwoty dotacji, wojewoda uwzględnia te zmiany od pierwszego dnia następnego miesiąca po ich wejściu w życie. 6. Gmina przedstawia wojewodzie, w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po kwartale, rozliczenie dotacji sporządzone narastająco za okres od dnia 1 stycznia do dnia kończącego dany kwartał, z tym że zapotrzebowanie na dotację ustala się jako sumę tego zapotrzebowania obliczonego odrębnie dla każdego kwartału. 7. Wojewodowie przedstawiają ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych zbiorcze rozliczenie dotacji do końca miesiąca następującego po każdym kwartale. Art. 5ga. 1. Odbiorca wrażliwy energii elektrycznej i odbiorca wrażliwy paliw gazowych może złożyć odpowiednio do sprzedawcy energii elektrycznej albo sprzedawcy paliw gazowych wniosek o zastosowanie programu wsparcia wobec zaległych i bieżących należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi, zwanego dalej „programem wsparcia”, przedkładając kopię decyzji przyznającej dodatek mieszkaniowy w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych.

				2. Wniosek o zastosowanie programu wsparcia może także złożyć do sprzedawcy energii elektrycznej odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, który jest stroną umowy kompleksowej albo umowy sprzedaży energii elektrycznej, jeżeli ten odbiorca lub członek jego gospodarstwa domowego jest osobą objętą opieką długoterminową domową, w związku z przewlekłą niewydolnością oddechową, wymagającą wentylacji mechanicznej. Do wniosku załącza się kopię kwalifikacji do uzyskania świadczenia w opiece długoterminowej domowej, odpowiadającą wymogom określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 31d ustawy z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1285, z późn. zm.). 3. Sprzedawcy energii elektrycznej oraz sprzedawcy paliw gazowych opracowują program wsparcia, który może obejmować: 1) zawarcie umowy w sprawie zaległych i bieżących należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi obejmującej: a) odroczenie terminu ich płatności, b) rozłożenie ich na raty, c) ich umorzenie lub d) odstąpienie od naliczania odsetek za ich nieterminową zapłatę; 2) zawieszenie postępowania egzekucyjnego należności za energię elektryczną albo paliwa gazowe lub świadczone usługi; 3) inne formy wsparcia stosowane przez sprzedawcę energii elektrycznej albo sprzedawcę paliw gazowych. 4. Sprzedawca energii elektrycznej lub sprzedawca paliw gazowych jest obowiązany do rozpatrzenia wniosku o zastosowanie programu wsparcia w terminie 21 dni od dnia otrzymania tego wniosku i do poinformowania odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej, odbiorcy wrażliwego paliw gazowych albo odbiorcy, o którym mowa w ust. 2, o zastosowanym rozwiązaniu, o którym mowa w ust. 3.
Art. 29	Ubóstwo energetyczne Oceniając liczbę gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym zgodnie z art. 3 ust. 3 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999, państwa członkowskie ustanawiają i publikują zestaw kryteriów, które mogą obejmować niskie dochody, wysoki udział wydatków na energię w dochodzie do dyspozycji oraz niską efektywność energetyczną.	N	Art. 5gb ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 5gb. 1. Ubóstwo energetyczne oznacza sytuację, w której gospodarstwo domowe prowadzone przez jedną osobę lub przez kilka osób wspólnie w samodzielny lokal mieszkalny lub w budynku mieszkalnym jednorodzinnym, w którym nie jest wykonywana działalność gospodarcza, nie może zapewnić sobie wystarczającego poziomu ciepła, chłodu i energii elektrycznej do zasilania urządzeń i do oświetlenia, w przypadku gdy gospodarstwo domowe łącznie spełnia następujące warunki:

	Komisja przedstawi wytyczne dotyczące definicji „znaczącej liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym” w tym kontekście i w kontekście art. 5 ust. 5, wychodząc z założenia, że każdy odsetek gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym można uznać za znaczący.			1) osiąga niskie dochody; 2) ponosi wysokie wydatki na cele energetyczne; 3) zamieszkuje w lokalu lub budynku o niskiej efektywności energetycznej. 2. Kryteria ubóstwa energetycznego kwalifikujące do programów redukcji ubóstwa energetycznego określa się każdorazowo w programach wprowadzających instrumenty redukcji ubóstwa energetycznego
Art. 30	Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych Państwa członkowskie wyznaczają jednego lub większą liczbę operatorów systemów dystrybucyjnych – lub zobowiązują przedsiębiorstwa posiadające systemy dystrybucyjne lub które są odpowiedzialne za systemy dystrybucyjne do wyznaczenia jednego lub większej liczby operatorów systemów dystrybucyjnych – na okres, który określą państwa członkowskie, uwzględniając efektywność i rachunek ekonomiczny.	N	Art. 9h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek Właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 1a–2. 4. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego może dotyczyć wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji: 1) energii elektrycznej, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, jest nie większa niż sto tysięcy, albo 2) gazu ziemnego, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci gazowej jest nie większa niż sto tysięcy i sprzedaż paliw gazowych nie przekracza 150 mln m³ w ciągu roku. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego: 1) efektywność ekonomiczną; 2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub systemami elektroenergetycznymi; 3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej; 4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1–2; 5) okres obowiązywania koncesji; 6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w

				odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 oraz art. 18 rozporządzenia 714/2009 lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009. 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki z urzędu wyznacza, w drodze decyzji, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, magazynowanie paliw gazowych lub skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego, operatorem odpowiednio systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego, lub systemu magazynowania, lub systemu skraplania gazu ziemnego, w przypadku gdy: 1) właściciel, o którym mowa w ust. 1, nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu gazowego lub operatora systemu elektroenergetycznego, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z jego sieci lub instalacji; 2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił wyznaczenia operatora, który wykonywałby działalność gospodarczą, korzystając z sieci lub instalacji określonej we wniosku, o którym mowa w ust. 1. 10. Wydając decyzję, o której mowa w ust. 9, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar, instalacje lub sieci, na których operator będzie wykonywał działalność gospodarczą, warunki realizacji kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1–2, niezbędne do realizacji zadań operatorów systemów, o których mowa w art. 9c.
Art. 31 ust. 1	Zadania operatorów systemów dystrybucyjnych 1. Operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybucję energii elektrycznej, za eksploatację, utrzymanie i rozbudowę w warunkach	T	Art. 1 pkt 19 lit. b projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 9c ust. 3	Art. 9c. 3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu zaspokajania przyszłych, uzasadnionych potrzeb w zakresie usług dystrybucji;

	opłacalności ekonomicznej bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu dystrybucji energii elektrycznej na swoim obszarze z należyтым poszanowaniem środowiska i efektywności energetycznej.		pkt 3,5,6 i 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, o których mowa w ust. 2 pkt 6; 6) zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną; 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz o zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci.;
Art. 31 ust. 2	2. W żadnym przypadku operator systemu dystrybucyjnego nie stosuje dyskryminacji między użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych.	N	Art. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 4. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii, magazynowaniem energii lub paliw gazowych, w tym skroplonego gazu ziemnego, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego jest obowiązane utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w te paliwa lub energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych lub energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.
Art. 31 ust. 3	3. Operator systemu dystrybucyjnego dostarcza użytkownikom systemu informacje niezbędne im do skutecznego dostępu do systemu, w tym również korzystania z niego.	T	Art. 1 pkt 19 lit. b projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 9c ust. 3 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia	Art. 9c. 3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz o zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci.

			1997 r. – Prawo energetyczn e	
Art. 31 ust. 4	4. Państwo członkowskie może wymagać od operatora systemu dystrybucyjnego, aby dysponując instalacjami wytwórczymi energii elektrycznej, przyznawał pierwszeństwo tym instalacjom wytwórczym, które wykorzystują źródła odnawialne lub wysokosprawną kogenerację, zgodnie z art. 12 rozporządzenia (UE) 2019/943.	T	Art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 17 lit. c projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 9c ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 7. 1. 1. ¹⁵⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. 15) Art. 7 ust. 1 w brzmieniu ustawy z dnia 15.12.2022 r. (Dz.U. z 2022 r. poz. 2687), która wchodzi w życie 21.12.2022 r. Art. 9c: 6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom, w zakresie wskazanym w art. 12 i 13 rozporządzenia 2019/943, pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.”,
Art. 31 ust. 5	5. Każdy operator systemu dystrybucyjnego działa jako neutralny podmiot wspomagający rynek udzielając zamówień na energię, którą zużywa na pokrycie strat w swoim systemie, zgodnie z przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi i procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi, gdy pełni taką funkcję.	N	Art. 9c ust. pkt 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 9c ust. 3: 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii;
Art. 31 ust. 6– 9	6. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego odpowiada za zamówienia produktów i usług niezbędnych do zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego	T	Art. 1 pkt 19 lit. b tiret trzeci	Art. 9c. 3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady

funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, to zasady przyjęte w tym celu przez operatora systemu dystrybucyjnego muszą być obiektywne, przejrzyste i wolne od dyskryminacji oraz opracowywane w koordynacji z operatorami systemów przesyłowych i innymi właściwymi uczestnikami rynku. Warunki dostarczania takich produktów i świadczenia takich usług na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym zasady i, w stosownych przypadkach, taryfy, określa się zgodnie z art. 59 ust. 7, bez dyskryminacji i w sposób odzwierciedlający koszty, oraz podaje się je do publicznej wiadomości. 7. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego udziela zamówień na konieczne dla jego systemu usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości zgodnie z przejrzystymi i niedyskryminacyjnymi procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi, chyba że organ regulacyjny ocenił, iż świadczenie usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie i przyznał odstępstwo. Wymóg udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości nie ma zastosowania do w pełni zintegrowanych elementów sieci. 8. Zamówienia na produkty i usługi, o których mowa w ust. 6, zapewniają rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynku zajmujących się agregacją, w szczególności przez wprowadzenie wymogu, by organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych w ścisłej współpracy ze wszystkimi uczestnikami rynku, jak również z operatorami systemów przesyłowych, określili wymogi techniczne udziału w tych rynkach na podstawie charakterystyki technicznej tych rynków oraz zdolności wszystkich uczestników rynku.		projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 5a w art. 9c ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 17 lit. b tiret trzeci projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 5a w art. 9c ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 lit. f i h projektu ustawy w zakresie dodawanych ust. 5e i 5f, 7a–7d w art.	zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 5a) zakup i wykorzystywanie usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewnienie niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej; Art. 9 ust. 4: 4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności: 8a) katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości; Art. 9g: „5e. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawiera także: 1) specyfikację usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności zamawianych przez tego operatora oraz może zawierać wykaz znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności. 5f. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje usługi, o których mowa w ust. 5e, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych 7a. Decyzją, o której mowa w ust. 7 i 8, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może zatwierdzić instrukcję, jeżeli nie są spełnione kryteria określone odpowiednio w ust. 4b i 5f w odniesieniu do jednej usługi systemowej nie dotyczącej częstotliwości lub usługi elastyczności albo większej liczby usług systemowych nie dotyczących częstotliwości lub usług elastyczności, w przypadku gdy świadczenie danej usługi w warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie.

	9. Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia uczestnikom rynku podłączonym do ich sieci rzeczywistego udziału w rynkach detalicznych, hurtowych i bilansujących. Świadczenie usług bilansujących pochodzących z zasobów zlokalizowanych w systemie dystrybucyjnym musi być uzgodnione z odpowiednim operatorem systemu przesyłowego zgodnie z art. 57 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 182 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 (24).		9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 25 ust.3 i 4 projektu ustawy	7b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. 7c. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego system nie został uznany za zamknięty system dystrybucyjny, nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w zakresie, w jakim jest to niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa jej pracy oraz spełnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej w tej sieci. 7d. Wykorzystywanie w pełni zintegrowanych elementów sieci do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub spełnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej w tych sieciach nie stanowi świadczenia ani zakupu usług systemowych.”, Art. 25: 3. W terminie 4 miesięcy od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1, albo jej zmiany operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyłączeniem operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia. 4. W terminie 8 miesięcy od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1, albo jej zmiany operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, zamieści na swojej stronie internetowej oraz udostępni w swojej siedzibie do publicznego wglądu instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, opracowaną zgodnie z art. 9g ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia.
Art. 31 ust. 10	10. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by	N		

	operatorzy systemów dystrybucyjnych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, jeżeli organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępstwa. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów dystrybucyjnych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci innych niż sieci elektroenergetyczne lub zarządzania nimi, pod warunkiem że państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznały takie prawo.			
Art. 32 ust. 1	Zachęty do wykorzystywania elastyczności w systemach dystrybucyjnych 1. Państwa członkowskie zapewniają niezbędne ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w tym zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na ich obszarach, w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. W szczególności ramy regulacyjne muszą zapewniać, by operatorzy systemów dystrybucyjnych byli w stanie udzielać zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii, a także powinny promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego. Operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi, chyba że organy regulacyjne ustalą, że udzielanie zamówień na takie usługi nie jest efektywne z ekonomicznego punktu widzenia lub udzielanie takich zamówień prowadzi do poważnych zakłóceń rynku lub do większych ograniczeń przesyłowych.	T	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 11k w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 18 lit. b tiret drugie i trzecie projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 6a i zmiany brzmienia pkt 8 w art. 9 ust. 4	Art. 3: 11k) usługi elastyczności – usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV Art. 9 ust. 4: Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności: – „6a) zakres, warunki i sposób wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ;”, – „8) warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności;” Art. 9c ust. 3: „8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się

			ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 19 lit. b tiret piąte projektu ustawy w zakresie dodawanych pkt 8a i 8b w art. 9c ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 22 lit. a projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 4 w art. 9d ust. 1e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego; 8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności”. Art. 9d ust. 1e: „4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o których mowa art. 16 ust. 1a, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.”, Art. 23 ust. 2: „11g) opracowywanie wytycznych i zaleceń dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności; 11h) ocenę rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług;”

			energetyczn e Art. 1 pkt 45 lit. a tire szóste projektu ustawy w zakresie dodawanych pkt 11g i 11h w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	
Art. 32 ust. 2	2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług elastyczności oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wymieniają wszelkie	T	Art. 1 pkt 19 lit. b tiret czwarte projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 8a i 8b w art. 9c ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 9c ust. 3 pkt 8a i 8b: „8a) zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego; 8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;”, Art. 9g: w ust. 4: po pkt 2b dodaje się pkt 2c i 2d w brzmieniu:

	niezbędne informacje i koordynują działania z operatorami systemów przesyłowych w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na takie usługi, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury.		Art. 1 pkt 23 lit. a tiret trzecie i lit. f projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 4 pkt 2c i 2d oraz ust. 5e i 5f w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 60 lit. b i c projektu ustawy w zakresie dodawanych ust. 1n oraz 3a–3c w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„2c) wymagań technicznych dotyczących uczestnictwa odpowiedzi odbioru, w tym przez agregatora, opracowywanych na podstawie charakterystyki technicznej wszystkich rynków energii elektrycznej oraz zdolności odbiorców końcowych do działania w charakterze odpowiedzi odbioru; 2d) wymagań technicznych dla podmiotów świadczących usługi elastyczności;” Art. 45: 1n. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne koszty uzasadnione związane z udzielaniem zamówień. po ust. 3 dodaje się ust 3a – 3c w brzmieniu: 3a. Ustalając stopę zwrotu z kapitału, o której mowa w art. 23 ust. 1 pkt 3 lit. g oraz h, Prezes URE bierze pod uwagę w szczególności zakres wykorzystania nowych technologii oraz ryzyko związane z niepełnym zwrotem kosztów. 3b. W taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej uwzględnia się stopień niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, odpowiadający kwotom wynikającym z niewykonanego zakresu tych inwestycji, o którym mowa w tym harmonogramie. 3c. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3.”, Art. 46 ust. 4 pkt 5: „f) kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1m i 1n;”;

			Art. 1 pkt 62 lit. c tiret pierwsze projektu ustawy w zakresie dodawanej lit. f w art. 46 ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	
Art. 32 ust. 3	3. Rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na przejrzystym planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata i przedkładanym organowi regulacyjnemu. Plan rozwoju sieci zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania na usługi elastyczności w perspektywie średnio- i długoterminowej oraz określa inwestycje planowane na następne pięć do dziesięciu lat, ze szczególnym naciskiem na główną infrastrukturę dystrybucyjną niezbędną do przyłączenia nowych zdolności wytwórczych i nowych obciążeń, w tym punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Plan rozwoju sieci obejmuje również wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.	T	Art. 1 pkt 44 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Art. 1 pkt 45 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia	w art. 16: a) w ust. 1: „4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/943 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych;”, w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 321 z 21.12.2018, str. 1) – w

			1997 r. – Prawo	przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej.”, b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. W planie, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii może uwzględnić wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.”, c) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.”, ” d) ust. 4 i 5 otrzymują brzmienie: „4. Operator systemu dystrybucyjnego: 1) gazowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat, 2) elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat – i aktualizuje ten plan co 2 lata. 5. Plan, o którym mowa w ust. 1, sporządzany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obejmuje dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, sporządzaną na okres nie krótszy niż: 1) 15 lat – w przypadku operatora systemu przesyłowego; 2) 10 lat – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego.”, e) w ust. 7: – pkt 5–7 otrzymują brzmienie:

				„5) przewidywany sposób finansowania inwestycji, w tym wyodrębnioną część dotyczącą zakresu i sposobu wykorzystania środków finansowania innych niż taryfa; 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów, w tym wyodrębnioną część dotyczącą przyznanych subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych lub wsparcia w innej formie, pozyskanego lub możliwego do pozyskania z krajowych, unijnych i międzynarodowych funduszy lub programów; 7) planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a;”, – w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9 w brzmieniu: „9) cele oraz przewidywane efekty przedsięwzięć, o których mowa w pkt 2–4.”, f) po ust. 8a dodaje się ust. 8b i 8c w brzmieniu: „8b. W planie, o którym mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia także inwestycje niezbędne do przyłączania punktów ładowania pojazdów elektrycznych zlokalizowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania zgodnie z planem, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, oraz punktów ładowania pojazdów elektrycznych stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego. 8c. Plan, o którym mowa w ust. 1, opracowywany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego: 1) zapewnia przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania tego operatora na usługi elastyczności w okresie wskazanym w ust. 4 pkt 2; 2) obejmuje wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, które operator ten uwzględnia jako rozwiązanie alternatywne wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.”, h) uchyla się ust. 14, l) po ust. 18 dodaje się ust. 18a–18e w brzmieniu: „18a. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, które stosuje się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji

				Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz korzysta ze środków ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g lub h, wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 18, przedkłada: 1) informacje o zakresie zrealizowania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a; 2) w przypadku zakończenia w danym roku inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a – oświadczenie o ukończeniu tych inwestycji i spełnieniu wymagań dla tych inwestycji określonych w planie, o którym mowa w ust. 1, oddzielnie dla każdej ukończonej inwestycji; 3) dokumenty potwierdzające realizację inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań oraz sprawozdanie finansowe za dany rok obrotowy, sporządzone na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1302 i 2640), zbadane przez biegłego rewidenta, zawierające w ramach ujawnień w informacji dodatkowej tego sprawozdania przedstawienie odpowiednich pozycji bilansu oraz rachunku zysków i strat potwierdzających prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h. 18b. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający to oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli 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 inwestycja ujęta w planie rozwoju w ramach stosowania się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, została ukończona i spełnia wymagania określone w planie rozwoju.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

				18c. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, zawiera podpis osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego, ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz pełnionej funkcji. 18d. Rozliczenie wykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji priorytetowych, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania tego planu oddzielnie dla każdej inwestycji priorytetowej. 18e. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, wynikających z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może przedłużyć termin na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, na oznaczony okres, pod warunkiem przekazania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przyczynach przewidywanego niewykonania tego harmonogramu w zakresie, o którym mowa w ust. 18d, w terminie 30 dni od ich wystąpienia, wraz z proponowanym okresem przedłużenia jego wykonania.” m) po ust. 22 dodaje się ust. 23 i 24 w brzmieniu: „23. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, posiadacz magazynu energii, właściciel jednostki odbiorczej świadczący lub planujący świadczyć usługi elastyczności przekazują właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności regulacji zapotrzebowania energii elektrycznej przyjętych w planach, o których mowa w ust. 4 pkt 2, lub prognozach, o których mowa w ust. 5, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. 24. Operator systemu przesyłowego gazowego zamieszcza i niezwłocznie aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno-pomiarowymi tych punktów.” w art. 23: a) w ust. 2: – w pkt 3 w lit. f średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. g oraz h w brzmieniu:

				„g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;”, – pkt 3a otrzymuje brzmienie: „3a) opracowywanie i zamieszczanie, nie później niż 9 miesięcy przed terminem określonym w art. 16 ust. 15b, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”, – po pkt 3a dodaje się pkt 3b w brzmieniu: ” „3b) kontrolowanie wykonania realizacji planu w zakresie, o którym mowa w art. 16 ust. 18a –18d;”, 11h) ocenę rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług;”,
Art. 32 ust. 4	4. Operator systemu dystrybucyjnego konsultuje się ze wszystkimi odpowiednimi użytkownikami systemu i odpowiednimi operatorami systemów przesyłowych w sprawie planu rozwoju sieci. Operator systemu dystrybucyjnego publikuje wyniki procesu konsultacji wraz z planem rozwoju sieci i przedkłada wyniki procesu konsultacji i plan rozwoju sieci organowi regulacyjnemu. Organ regulacyjny może zażądać wprowadzenia zmian do tego planu.	T	Art. 1 pkt 44lit. j i k projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 15 oraz dodawanego ust. 15b w art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 16: „15. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego konsultują projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i ust. 4 pkt 2, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt ten na swojej stronie internetowej i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag, nie krótszy niż 21 dni. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zamieszcza wyniki konsultacji na swojej stronie internetowej.”, „15b. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu

				dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4, oraz jego aktualizację, w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku. W przypadku projektu planu sporządzonego przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator ten przedkłada projekt planu, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 4 pkt 2, oraz jego aktualizację, po przeprowadzeniu konsultacji, o których mowa w ust. 15, wraz z wynikami tych konsultacji.”,
Art. 32 ust. 5	5. Państwa członkowskie mogą zdecydować, że nie nałożą obowiązku określonego w ust. 3 na zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne obsługujące mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców lub obsługujące małe systemy wydzielone.	T	Art. 1 pkt 44 lit. g projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 2 w art. 16 ust. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	h) w ust. 13 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) energii elektrycznej, dla mniej niż 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 GWh tej energii;”,
Art. 33 ust. 1–3	Integracja elektromobilności z siecią elektroenergetyczną 1. Bez uszczerbku dla dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE (25) państwa członkowskie zapewniają niezbędne ramy regulacyjne, by ułatwić przyłączanie publicznie dostępnych i prywatnych punktów ładowania do sieci dystrybucyjnych. Państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracowali na niedyskryminacyjnych warunkach z wszelkimi przedsiębiorstwami będącymi właścicielami punktów ładowania pojazdów elektrycznych, tworzącymi lub obsługującymi takie punkty, lub nimi zarządzającymi, w tym w odniesieniu do przyłączenia do sieci. 2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać punktów	N	Art. 3a ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083)	Art. 3a. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może być operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania. 2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków: 1) w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg: a) którego ogólne warunki, na jego wniosek, zostały zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, w drodze decyzji, b) w wyniku którego nie została zawarta umowa sprzedaży tej stacji, w szczególności z uwagi na brak możliwości zapewnienia świadczenia usług ładowania niezwłocznie po nabyciu tej stacji i po rynkowych cenach;

	ładowania pojazdów elektrycznych, ani zarządzać takimi punktami, z wyjątkiem przypadków gdy operatorzy systemów dystrybucyjnych są właścicielami prywatnych punktów ładowania wyłącznie na własny użytek. 3. W drodze odstępstwa od ust. 2 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę punktów ładowania pojazdów elektrycznych, lub zarządzanie nimi, pod warunkiem że spełnione są wszystkie następujące warunki: a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi punktów ładowania pojazdów elektrycznych, ani zarządzania takimi punktami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach; b) organ regulacyjny przeprowadził ex-ante przegląd warunków procedury przetargowej na podstawie lit. a) i udzielił zgody; c) w obsłudze punktów ładowania operatorzy systemu dystrybucyjnego stosują zasadę dostępu stron trzecich zgodnie z art. 6 i nie stosują dyskryminacji pomiędzy użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych. Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów dystrybucyjnych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.			2) podejmuje działania w celu zapewnienia, że w ogólnodostępnej stacji ładowania, której jest właścicielem, operator tej stacji realizuje obowiązek, o którym mowa w art. 3 ust. 1 pkt 10. 3. W ogólnych warunkach przeprowadzenia przetargu, o których mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ustalić cenę sprzedaży danej ogólnodostępnej stacji ładowania, która uwzględnia wysokość kapitału zaangażowanego przez niego w budowę tej stacji pomniejszoną o koszty odzyskane jako koszty uzasadnione w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, uwzględnione w kalkulacji stawek opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. W przypadku ustalenia ceny w sposób określony w zdaniu pierwszym do wniosku o zatwierdzenie ogólnych warunków przeprowadzenia przetargu operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dołącza dokumenty potwierdzające prawidłowość jej ustalenia. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informuje Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania. 5. Przepisów ust. 1–4 nie stosuje się do stacji ładowania wykorzystywanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wyłącznie do użytku własnego. 6. Prezes URE opracowuje wytyczne dotyczące przeprowadzenia przetargu, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, zapewniające przeprowadzenie tego przetargu, w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny. Wytyczne Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 7. Przepisy ust. 2–6 stosuje się wyłącznie do ogólnodostępnych stacji ładowania, o których mowa w art. 25 ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2269), oraz do ogólnodostępnych stacji ładowania będących w dniu wejścia w życie tej ustawy własnością operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
Art. 33 ust. 4	4. Jeżeli państwa członkowskie wdrożyły warunki określone w ust. 3, państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat	N	Art. 3b ustawy z dnia z dnia 11 stycznia	Art. 3b. 1. Prezes URE, przynajmniej raz na 5 lat, przeprowadza konsultacje rynkowe celem ustalenia, czy istnieją podmioty zainteresowane nabyciem ogólnodostępnej stacji ładowania, której

	konsultacje społeczne, aby na nowo ocenić potencjalne zainteresowanie innych stron byciem właścicielem, tworzeniem lub obsługą punktów ładowania pojazdów elektrycznych, lub zarządzaniem nimi. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych wskazują, że inne strony są w stanie być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takie punkty, lub nimi zarządzać, państwa członkowskie zapewniają stopniowe wycofywanie się operatorów systemów dystrybucyjnych z prowadzenia działań w tym zakresie, z zastrzeżeniem pomyślnego zakończenia procedury przetargowej, o której mowa w ust. 3 lit. a). W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na odzyskanie wartości końcowej ich inwestycji w infrastrukturę ładowania.		2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych	właścicielem, zgodnie z art. 3a ust. 2, jest operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. 2. Konsultacje rynkowe, o których mowa w ust. 1, Prezes URE przeprowadza również na wniosek właściciela danej ogólnodostępnej stacji ładowania, z tym że w odniesieniu do danej stacji wniosek można składać nie częściej niż raz na 3 lata i nie wcześniej niż rok po zakończeniu ostatnich konsultacji rynkowych. Przeprowadzenie konsultacji rynkowych na podstawie wniosku nie zwalnia Prezesa URE z przeprowadzenia konsultacji rynkowych zgodnie z ust. 1. 3. Prezes URE wyznacza termin na zgłoszenie podmiotów zainteresowanych, o których mowa w ust. 1, nie krótszy niż 3 miesiące od dnia ogłoszenia konsultacji rynkowych, o których mowa w ust. 1. Informacje o ogłoszeniu konsultacji rynkowych oraz wynikach tych konsultacji Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 4. Jeżeli w konsultacjach rynkowych, o których mowa w ust. 1, w terminie wyznaczonym zgodnie z ust. 3, zgłosił się co najmniej jeden podmiot zainteresowany nabyciem ogólnodostępnej stacji ładowania, Prezes URE wydaje decyzję, w której zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do przeprowadzenia, w terminie 12 miesięcy od dnia wydania decyzji, przetargu na sprzedaż tej stacji. Przepisy art. 3a stosuje się.
Art. 34	Zadania operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczące zarządzania danymi Państwa członkowskie zapewniają wszystkim uprawnionym stronom niedyskryminacyjny dostęp do danych na jasnych i równych warunkach, zgodnie z odpowiednimi przepisami dotyczącymi ochrony danych. W państwach członkowskich, w których inteligentne systemy opomiarowania wprowadzono zgodnie z art. 19 i w których operatorzy systemów dystrybucyjnych są zaangażowani w zarządzanie danymi, programy zgodności, o których mowa w art. 35 ust. 2 lit. d) muszą zawierać konkretne działania w celu wyeliminowania dyskryminacji w dostępie do danych przez uprawnione strony, jak określono w art. 23. W przypadku gdy operatorzy systemów dystrybucyjnych nie podlegają przepisom art. 35 ust. 1, 2 lub 3, państwa członkowskie podejmują wszelkie niezbędne działania w celu	N	Art. 11z ust. 1, art. 11zc ust. 1 pkt 3, ust. 5 pkt 3, ust. 6, art. 11zd ust. 1, art. 11ze ust. 2, 7, 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje proces wymiany informacji rynku energii dotyczący umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczący informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także inne procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh.

	zapewnienia, by przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo nie miały uprzywilejowanego dostępu do danych na potrzeby prowadzenia swojej działalności w zakresie dostaw.		energetyczne	Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektro-energetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa. 5. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 3) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 6. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywają się w postaci elektronicznej i są nieodpłatne. Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–5 i 7–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. Art. 11ze. 2. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii wypełniają w stosunku do osób fizycznych, których dane osobowe będą przetwarzane w centralnym systemie informacji rynku energii obowiązki informacyjne określone w art. 13 i art. 14 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie stosownych informacji na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 7. Podmioty obowiązane inne niż operator informacji rynku energii zamieszczają informacje o sposobie realizacji obowiązków, o których

				mowa w ust. 2, na swoich stronach internetowych, w Biuletynie Informacji Publicznej, o ile są obowiązane do jego prowadzenia, oraz w swoich siedzibach w widocznym miejscu. 8. Operator informacji rynku energii zabezpiecza dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi lub przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) obowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności.
Art. 35 ust. 1	Rozdział operatorów systemów dystrybucyjnych 1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny – przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji – od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Zasady te nie tworzą obowiązku wydzielenia własności aktywów systemu dystrybucyjnego od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.	N	Art. 9d ust. 1d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d 1d. Operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej.
Art. 35 ust. 2	2. Oprócz wymogów zawartych w ust. 1, w przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny w zakresie organizacji i podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Aby to osiągnąć, stosuje się następujące kryteria minimalne: a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie uczestniczą w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego odpowiedzialnego, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dostaw energii elektrycznej; b) zastosowane zostać muszą odpowiednie środki w celu zapewnienia, aby interesy zawodowe osób odpowiedzialnych za zarządzanie operatorem systemu	T	Art. 9d ust. 1e pkt 1–3, 1h, 1i, 3–6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 22 lit. a projektu ustawy w	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne: Art. 9d: 1e. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności: 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie; 2)

dystrybucyjnego były uwzględniane w sposób pozwalający tym osobom na niezależne działanie; c) operator systemu dystrybucyjnego musi mieć rzeczywiste uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci; aby móc wykonywać te zadania, operator systemu dystrybucyjnego musi dysponować niezbędnymi zasobami, w tym zasobami kadrowymi, technicznymi, fizycznymi i finansowymi; nie stanowi to przeszkody dla istnienia odpowiednich mechanizmów koordynacyjnych służących zapewnieniu ochrony praw przedsiębiorstwa macierzystego do nadzoru gospodarczego i nad zarządzaniem w odniesieniu do zysku z aktywów w podmiocie zależnym, regulowanych pośrednio zgodnie z art. 59 ust. 7; w szczególności umożliwia to przedsiębiorstwu macierzystemu zatwierdzanie rocznego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu operatora systemu dystrybucyjnego oraz ustalanie łącznego pułapu zadłużenia jego podmiotu zależnego; nie pozwala to natomiast przedsiębiorstwu macierzystemu na wydawanie poleceń w odniesieniu do bieżącej działalności ani w odniesieniu do indywidualnych decyzji dotyczących budowy lub modernizacji linii dystrybucyjnych, które nie wykraczają poza założenia zatwierdzonego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu; oraz d) operator systemu dystrybucyjnego musi wprowadzić program zgodności określający środki stosowane w celu wyeliminowania praktyk dyskryminacyjnych, a także zapewnia odpowiednie monitorowanie jego przestrzegania; w programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tego celu; osoba lub organ odpowiedzialny za monitorowanie programu zgodności, inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego, przedkłada organowi regulacyjnemu, o którym mowa w art. 57 ust. 1, roczne sprawozdanie przedstawiające		zakresie zmiany brzmienia pkt 4 w art. 9d ust. 1e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania; 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej; 1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych. 1i. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo są obowiązani zamieścić w statucie lub w umowie spółki postanowienia umożliwiające członkom zarządu podejmowanie niezależnych działań. 3. Działania mające na celu zapewnienie niezależności operatorów powinny umożliwiać funkcjonowanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządem i wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych przez nich aktywów, w szczególności dotyczących sposobu zarządzania zyskiem z udziałów kapitałowych, zatwierdzania rocznego planu finansowego lub równoważnego dokumentu i ustalania ograniczeń w zakresie poziomu całkowitego zadłużenia ich przedsiębiorstwa. 4. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów. 4a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki programy, o których mowa w ust. 4, z własnej inicjatywy lub na jego żądanie.

	zastosowane środki, a sprawozdanie to jest publikowane; inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego musi być w pełni niezależny oraz mieć dostęp do wszystkich niezbędnych informacji operatora systemu dystrybucyjnego i wszelkich powiązanych przedsiębiorstw, by móc wypełniać swoje zadania.			4b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza program, o którym mowa w ust. 4, i określa termin jego wykonania albo odmawia jego zatwierdzenia, jeżeli określone w nim działania nie zapewniają niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. W decyzji o odmowie zatwierdzenia programu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznacza termin przedłożenia nowego programu. Wniesienie odwołania od decyzji nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego programu do zatwierdzenia. 5. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, wyznaczają inspektora do spraw zgodności, którego zadaniem jest monitorowanie realizacji programów, o których mowa w ust. 4. Inspektor ten powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do informacji będących w posiadaniu odpowiednio operatora, o którym mowa w ust. 1d albo 1f, oraz jednostek z nim powiązanych, które są niezbędne do wypełnienia jego zadań. 5a. Inspektor, o którym mowa w ust. 5, przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 31 marca każdego roku, sprawozdanie zawierające opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, o których mowa w ust. 4. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5a. Projekt ustawy UC74: . „4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o których mowa art. 16 ust. 1a, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.”,
Art. 35 ust. 3	3. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, państwa członkowskie zapewniają monitorowanie działalności operatora systemu dystrybucyjnego przez organy regulacyjne lub inne właściwe podmioty, tak aby	T	Art. 1 pkt 19 lit. c projektu ustawy w zakresie	Art. 9c: „4c. Znak towarowy, o którym mowa w art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2021 r. poz. 324 oraz z 2022 r. poz. 2185), operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią

	nie mógł on wykorzystywać swojego zintegrowania pionowego w celu zakłócania konkurencji. W szczególności pionowo zintegrowani operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą – w zakresie komunikacji i marki – powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami.		dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 5, 14, 15c, oraz 16 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji	przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w sposób prowadzący do ograniczenia konkurencji. Warunek, o którym mowa w zdaniu pierwszym: 1) jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element odróżniający działalność operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania od działalności innych operatorów; 2) nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.”, Art. 5. Czynem nieuczciwej konkurencji jest takie oznaczenie przedsiębiorstwa, które może wprowadzić klientów w błąd co do jego tożsamości, przez używanie firmy, nazwy, godła, skrótu literowego lub innego charakterystycznego symbolu wcześniej używanego, zgodnie z prawem, do oznaczenia innego przedsiębiorstwa. Art. 14. 1. Czynem nieuczciwej konkurencji jest rozpowszechnianie nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd wiadomości o swoim lub innym przedsiębiorcy albo przedsiębiorstwie, w celu przysporzenia korzyści lub wyrządzenia szkody. 2. Wiadomościami, o których mowa w ust. 1, są nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd informacje, w szczególności o: 1) osobach kierujących przedsiębiorstwem; 2) wytwarzanych towarach lub świadczonych usługach; 3) stosowanych cenach; 4) sytuacji gospodarczej lub prawnej. 3. Rozpowszechnianiem wiadomości, o których mowa w ust. 1, jest również posługiwanie się: 1) nieprzystługującymi lub nieścisłymi tytułami, stopniami albo innymi informacjami o kwalifikacjach pracowników; 2) nieprawdziwymi atestami; 3) nierzetelnymi wynikami badań; 4) nierzetelnymi informacjami o wyróżnieniach lub oznaczeniach produktów lub usług. Art. 15c. Czynem nieuczciwej konkurencji jest naruszenie zakazu praktyk ograniczających konkurencję w rozumieniu art. 6 i art. 9 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów

				(Dz. U. z 2021 r. poz. 275), a także art. 101 i art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Art. 16. 1. Czynem nieuczciwej konkurencji w zakresie reklamy jest w szczególności: ; 2) reklama wprowadzająca klienta w błąd i mogąca przez to wpłynąć na jego decyzję co do nabycia towaru lub usługi; Ponadto należy wskazać, że organem właściwym w zakresie przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, z którym w tym zakresie współpracuje również organ regulacyjny.
Art. 35 ust. 4	4. Państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1, 2 i 3 do zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych obsługujących mniej niż 100 000 przyłączonych odbiorców lub obsługujących małe systemy wydzielone.	N	Art. 9d ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d: 7. Przepisów ust. 1d, 1e oraz ust. 1h–6 nie stosuje się do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego: 1) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa; 2) system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych; 3) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³; 4) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.
Art. 36 ust. 1	Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych 1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.	T	Art. 9d ¹ ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 9d ¹ . 1. Operator systemu elektroenergetycznego nie może być posiadaczem, nie może budować, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii.

			energetyczn e	
Art. 36 ust. 2	2. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są wszystkie poniższe warunki: a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi takich instalacji, ani zarządzania takimi instalacjami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach; b) takie instalacje są niezbędne dla operatorów systemów dystrybucyjnych do wywiązywania się z obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego i nie są one wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej; oraz c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz przeprowadził ocenę procedury przetargowej, w tym warunków procedury przetargowej, i udzielił zgody. Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów dystrybucyjnych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.	T	Art. 9d¹ ust. 2 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 9d¹: 2. Operator systemu elektroenergetycznego może być posiadaczem magazynu energii, budować, obsługiwać magazyn energii lub nim zarządzać pod warunkiem, że: 1) na wniosek operatora Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, uznał magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci i wyraził zgodę by operator systemu elektroenergetycznego go posiadał, budował, zarządzał nim lub obsługiwał ten magazyn energii elektrycznej, albo 2) łącznie spełnione są następujące warunki: a) magazyn energii elektrycznej jest niezbędny operatorowi systemu elektroenergetycznego w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie będzie on wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej, b) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, wyraził zgodę na przeprowadzenie procedury, o której mowa w lit. c oraz zatwierdził warunki przeprowadzania tej procedury przetargowej, c) operator systemu elektroenergetycznego przeprowadził otwartą, przejrzystą i niedyskryminacyjną procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu mającego świadczyć usługi systemowe na rzecz tego operatora z wykorzystaniem magazynu energii będącego w posiadaniu takiego podmiotu lub przez niego wniesionego, zarządzanego lub obsługiwanego, d) w wyniku przeprowadzenia procedury, o której mowa w lit. c, nie wyłoniono żadnego podmiotu, w szczególności z uwagi na brak możliwości świadczenia usług systemowych w odpowiednich terminach i z uwzględnieniem rozsądnych kosztów realizowanych w oparciu o magazyn energii. 3. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje ją do Komisji Europejskiej oraz Agencji w terminie miesiąca od dnia jej wydania.

Art. 36 ust. 3	3. Organy regulacyjne przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat, konsultacje społeczne dotyczące istniejących instalacji magazynowania energii, aby ocenić potencjalną dostępność i zainteresowanie inwestowaniem w takie instalacje. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych, w ocenie organu regulacyjnego, wskazują, że strony trzecie są w stanie w sposób efektywny kosztowo być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takie instalacje, lub nimi zarządzać, organ regulacyjny zapewnia stopniowe wycofywanie się operatorów systemów dystrybucyjnych z prowadzenia działań w tym zakresie w terminie 18 miesięcy. W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na otrzymanie rozsądnej rekompensaty, w szczególności w celu odzyskania wartości końcowej ich inwestycji w instalacje magazynowania energii.	T	Art. 9d¹ ust. 4–7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d¹: 4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadza, przynajmniej raz na pięć lat, konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii, których celem jest ustalenie, czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo, wyznaczając termin na zgłoszenie tego zainteresowania nie krótszy niż 3 miesiące. Informacje o wynikach konsultacji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 5. Wraz ze zgłoszeniem zainteresowania, o którym mowa w ust. 4, przedkłada się: 1) dokumentację dotyczącą posiadanych środków finansowych; 2) plan budżetu operacyjnego działalności; 3) biznesplan dotyczący wykorzystania magazynu energii oraz jego rozwoju na rynkach energii elektrycznej ze wskazaniem planowanego czasu prowadzenia działalności; 4) dokumentację poświadczającą posiadane zdolności techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności; 5) dokumentację poświadczającą zatrudnianie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ust. 1, gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie magazynów energii; 6) inne dokumenty i informacje uprawdopodobniające możliwość uzyskania prawa do posiadania magazynu energii, jego wznoszenia, zarządzania nim lub do obsługi tego magazynu wraz z infrastrukturą towarzyszącą, niezbędną do jego prawidłowego funkcjonowania. 6. Jeżeli w wyniku konsultacji, o których mowa w ust. 4, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził, że inne podmioty są w stanie w sposób efektywny kosztowo posiadać i wykorzystywać magazyn energii, zarządzać nim lub go obsługiwać, zobowiązuje on, w drodze decyzji, operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu energii w terminie 18 miesięcy od dnia jej doręczenia, określając sposób i warunki tego przekazania oraz zasady ustalania i zwrotu operatorowi systemu elektroenergetycznego kapitału zaangażowanego w tę działalność z uwzględnieniem amortyzacji. 7. Wydając decyzję, o której mowa w ust. 6, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki bierze pod uwagę w szczególności dokumenty

				przedstawione w ramach zgłoszenia, o którym mowa w ust. 5, a także wpływ przekazania magazynu energii na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej i możliwość operatora systemu elektroenergetycznego wywiązania się z obowiązków określonych przepisami prawa.
Art. 36 ust. 4	4. Ust. 3 nie stosuje się do w pełni zintegrowanych elementów sieci ani do zwykłego okresu amortyzacji nowych instalacji magazynowania w akumulatorach, jeżeli ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto przed dniem 4 lipca 2019 r., pod warunkiem że takie instalacje magazynowania w akumulatorach: a) zostały podłączone do sieci najpóźniej po dwóch latach od tej daty; b) są włączone do systemu dystrybucyjnego; c) są wykorzystywane wyłącznie do natychmiastowego reaktywnego przywrócenia bezpieczeństwa sieci w sytuacjach awaryjnych, w przypadkach gdy takie przywracanie rozpoczyna się natychmiast i kończy się, gdy normalne redysponowanie może rozwiązać problem; oraz d) nie są wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej, włączając bilansowanie.	T	Art. 9d ¹ ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	8. Przepisów ust. 4–7 nie stosuje się do: 1) magazynu energii będącego w pełni zintegrowanym elementem sieci; 2) magazynu energii składającego się z akumulatorów, w okresie amortyzacji takiego magazynu energii, pod warunkiem że taki magazyn energii łącznie spełnia następujące warunki: a) został przyłączony do sieci w ciągu dwóch lat od daty, o której mowa w lit. e, b) współpracuje odpowiednio z systemem przesyłowym albo dystrybucyjnym, c) jest wykorzystywany wyłącznie do natychmiastowego przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, a redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943 nie może natychmiastowo przywrócić bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, d) nie jest wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej oraz bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943, e) decyzję inwestycyjną w rozumieniu art. 2 pkt 3a ustawy 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553) podjęto przed dniem 4 lipca 2019 r. – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo do dnia 31 grudnia 2023 r. – w przypadku operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;
Art. 37	Zasady poufności obowiązujące operatorów systemów dystrybucyjnych Bez uszczerbku dla art. 55 lub jakiegokolwiek innego prawnego wymogu ujawniania informacji operator systemu dystrybucyjnego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, które uzyskał w trakcie swojej działalności, oraz zapobiega ujawnieniu w sposób dyskryminacyjny informacji o	N	Art. 9c ust. 4–4b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c: 4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciele sieci przesyłowej są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W

	swojej własnej działalności, które mogą być źródłem korzyści handlowych.			tym celu właściciel sieci przesyłowej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. 4b. W przypadku zakupu lub sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane, operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, nie mogą wykorzystywać w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających ochronie, uzyskanych od osób trzecich w trakcie wykonywanej działalności.
Art. 38 ust. 1	Zamknięte systemy dystrybucyjne 1. Państwa członkowskie mogą postanowić, że organy regulacyjne lub inne właściwe organy klasyfikują system dystrybuujący energię elektryczną na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych i niezaopatrujący odbiorców będących gospodarstwami domowymi, bez uszczerbku dla ust. 4, jako zamknięty system dystrybucyjny, jeżeli: a) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania użytkowników tego systemu są zintegrowane; lub b) system ten dystrybuje energię elektryczną głównie do właściciela lub operatora systemu lub do ich przedsiębiorstw powiązanych.	N	Art. 9da i art. 9db ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9da. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych: 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub 2) 50% ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem. 2. W decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego. 3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, wydawana jest na czas oznaczony, nie dłuższy niż 10 lat. W przypadku gdy koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych lub decyzja o wyznaczeniu operatora, dotycząca operatora, o którym mowa w ust. 1, została wydana na czas krótszy – decyzję, o której mowa w ust. 1, wydaje się na czas nie dłuższy niż okres obowiązywania takiej decyzji.

				Art. 9db. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyla z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1 lub mimo wezwania operator systemu dystrybucyjnego nie dokonał zmian pozwalających na spełnienie warunków lub obowiązków, o których mowa w art. 9dc ust. 2–4. 2. Operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności.
art. 38 ust. 2 lit. a, b, d i e	2. Do celów niniejszej dyrektywy zamknięte systemy dystrybucyjne uznaje się za systemy dystrybucyjne. Państwa członkowskie mogą postanowić, że organy regulacyjne zwolnią operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego z: a) zawartego w art. 31 ust. 5 i 7 wymogu zaopatrywania się w energię, którą zużywa on na pokrycie strat i na potrzeby usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości w swoim systemie, zgodnie z przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi i procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi; b) zawartego w art. 6 ust. 1 wymogu, zgodnie z którym taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji są zatwierdzane zgodnie z art. 59 ust. 1 przed ich wejściem w życie; d) zawartego w art. 33 ust. 2 wymogu dotyczącego niebycia właścicielem, nietworzenia, nieobsługiwania punktów ładowania pojazdów elektrycznych ani zarządzania takimi punktami; oraz e) zawartego w art. 36 ust. 1 wymogu dotyczącego niebycia właścicielem, nietworzenia, nieobsługiwania instalacji magazynowania energii ani niezarządzania takimi instalacjami.	N	Art. 9dc ust. 1 – 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9dc. 1. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16. 2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same, jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. 3. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w przypadku gdy oprócz działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi, w rozliczeniach z odbiorcami paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych

				stosuje ceny energii elektrycznej lub paliw gazowych nie wyższe niż zawarte w taryfie, o której mowa w ust. 2, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. 4. Do kalkulacji cen i stawek opłat operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany stosować przepisy wydane odpowiednio na podstawie art. 46 ust. 1–4.
art. 38 ust. 2 lit. c	2. Do celów niniejszej dyrektywy zamknięte systemy dystrybucyjne uznaje się za systemy dystrybucyjne. Państwa członkowskie mogą postanowić, że organy regulacyjne zwolnią operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego z: c) zawartego w art. 32 ust. 1 wymogu udzielania zamówień na usługi elastyczności oraz zawartego w art. 32 ust. 3 wymogu rozwoju systemu operatora w oparciu o plany rozwoju sieci;	T	Art. 1 pkt 44 lit. m projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 23 w art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	23. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, posiadacz magazynu energii, właściciel jednostki odbiorczej świadczący lub planujący świadczyć usługi elastyczności przekazują właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności regulacji zapotrzebowania energii elektrycznej przyjętych w planach, o których mowa w ust. 4 pkt 2, lub prognozach, o których mowa w ust. 5, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
Art. 38 ust. 3	3. W przypadku gdy przyznano zwolnienie zgodnie z ust. 2, mające zastosowanie taryfy lub metody stosowane do ich kalkulacji poddaje się przeglądowi i zatwierdzeniu zgodnie z art. 59 ust. 1 na wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	N	Art. 9dc ust. 2 – 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9dc 2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki

				stosowania tej taryfy są takie same, jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. 3. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w przypadku gdy oprócz działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi, w rozliczeniach z odbiorcami paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych stosuje ceny energii elektrycznej lub paliw gazowych nie wyższe niż zawarte w taryfie, o której mowa w ust. 2, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. 4. Do kalkulacji cen i stawek opłat operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany stosować przepisy wydane odpowiednio na podstawie art. 46 ust. 1–4.
Art. 38 ust. 4	4. Użytkowanie systemu w niewielkim zakresie przez niewielką liczbę gospodarstw domowych pozostających z właścicielem systemu dystrybucyjnego w stosunku zatrudnienia lub podobnym oraz położonych na obszarze obsługiwanym przez zamknięty system dystrybucyjny nie wyklucza przyznania zwolnienia na mocy ust. 2.	N	Art. 9da ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z art. 9da ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zamkniętym systemem dystrybucyjnym jest m.in. obszar miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Zatem ww. przepisy nie wykluczają przyznania zwolnienia w przypadku użytkowania systemu w niewielkim zakresie przez niewielką liczbę gospodarstw domowych.
Art. 39	Operator systemów połączonych art. 35 ust. 1 nie uniemożliwia funkcjonowania operatora połączonego systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego, pod warunkiem że operator ten spełnia wymogi określone w art. 43 ust. 1, art. 44 i 45 lub w rozdziale VI sekcja 3 lub operator ten jest objęty zakresem art. 66 ust. 3.	N	Art. 3 pkt 28, art. 9c, art. 9d, art. 9h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 3: 28) operator systemu połączonego – przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające systemami połączonymi gazowymi albo systemami połączonymi elektroenergetycznymi, w tym systemem przesyłowym i dystrybucyjnym, albo systemem przesyłowym, dystrybucyjnym, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego; Szereg przepisów odnosi się do operatora systemu połączonego: Art. 9c: 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające

				równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 1) bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej; 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV; 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi; 5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju; 6) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie; 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi; 8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej; 9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw zdolności

				wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających z: a) niebilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu elektroenergetycznego, b) zarządzania ograniczeniami systemowymi; 9a) prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego; 10) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie; 11) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii; 12) udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o: a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych, b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a; 13) opracowywanie planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii;

				14) realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7; 15) opracowywanie normalnego układu pracy sieci przesyłowej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV; 16) opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym; 17) określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej; 18) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej. 3. Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV; 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego; 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania; 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów; 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;

				6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi; 7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV; 8) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii; 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, w tym korzyściach z tytułu udostępnienia instalacji zarządzania popytem oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci; 9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi, a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu danych pomiarowych, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz operatorem informacji rynku energii, b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego, b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także

				uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g, c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną operatorowi informacji rynku energii profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g, d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych, d) (uchylona) e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g, f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach: – aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, – informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, – wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej; 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów, o których mowa w ust. 2 pkt 13; 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych, budową ogólnodostępnych stacji ładowania oraz infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej; 12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;

				13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV; 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV. 4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. 4b. W przypadku zakupu lub sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane, operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, nie mogą wykorzystywać w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających ochronie, uzyskanych od osób trzecich w trakcie wykonywanej działalności. 5. Jeżeli do realizacji zadań, o których mowa w ust. 1–3, jest niezbędne korzystanie przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego z sieci, instalacji lub urządzeń należących do innych operatorów systemów lub przedsiębiorstw energetycznych, udostępnienie tych sieci, instalacji lub urządzeń następuje na zasadach określonych w ustawie oraz na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej.

				Art. 9d. 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 11. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 12. Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną;

				3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. 1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych. Art. 9h. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 1a–2. 1b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznacza operatora systemu połączonego elektroenergetycznego w przypadku, gdy wnioskodawca będący właścicielem jednocześnie sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej wystąpi o to we wniosku, o którym mowa w ust. 1. 2. Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora

				systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. 2a. Obszar wykonywania działalności gospodarczej przez operatorów, o których mowa w ust. 2, obejmuje również wyłączną strefę ekonomiczną, o której mowa w art. 15 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej. 3. Operatorem systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania paliw gazowych, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego może być: 1) właściciel sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji; 2) przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, z którym właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego łączy umowa powierzająca temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji. 6. Właściciel, o którym mowa w ust. 1, występuje z wnioskiem do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczenie: 1) operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, w terminie 30 dni od dnia uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne certyfikatu niezależności, o którym mowa w art. 9h1 ust. 1, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w art. 9h1 ust. 6; 2) operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 30 dni od dnia: a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo

				b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego: 1) efektywność ekonomiczną; 2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi lub systemami elektroenergetycznymi; 3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej; 4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1–2; 5) okres obowiązywania koncesji; 6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 oraz art. 18 rozporządzenia 714/2009 lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009
Art. 40 ust. 1 lit. a i b	Zadania operatorów systemów przesyłowych 1. Każdy operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za: a) zapewnianie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania na przesył energii elektrycznej, eksploatację, utrzymywanie i rozwój – w warunkach opłacalności ekonomicznej – bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu przesyłowego z należytym uwzględnieniem środowiska, w ścisłej współpracy z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych i operatorami systemów dystrybucyjnych; b) zapewnianie odpowiednich środków w celu spełniania swoich obowiązków;	N	Art. 9c ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;

Art. 40 ust. 1 lit. c	c) przyczynianie się do bezpieczeństwa dostaw przez odpowiednią zdolność przesyłową i niezawodność systemu;	N	Art. 9c ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 lit. j projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 10a w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	1) bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej; Projekt ustawy UC74: Art. 9g: 10a. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utrzymuje zdolność do samodzielnego prowadzenia ruchu sieciowego i zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, również w przypadku niewykonania obowiązków osób trzecich wynikających z przepisów art. 35–47 rozporządzenia 2019/943. Obowiązek ten operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje przez rozwój i utrzymanie narzędzi umożliwiających realizację zadań tego operatora w sytuacjach awaryjnych oraz przez weryfikację i ocenę działań osób trzecich dotyczących krajowego systemu elektroenergetycznego podejmowanych na podstawie przepisów, o których mowa w zdaniu pierwszym.
Art. 40 ust. 1 lit. d	d) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie z uwzględnieniem wymiany z innymi wzajemnie połączonymi systemami; w tym celu operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za zapewnienie bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu elektroenergetycznego oraz, w tym kontekście, za zapewnianie dostępności wszelkich niezbędnych usług pomocniczych, w tym usług świadczonych w ramach odpowiedzi odbioru i instalacji magazynowania energii, w zakresie, w jakim ta dostępność jest niezależna od innych systemów przesyłowych, z którymi jego system jest wzajemnie połączony;	T	Art. 9c ust. 2 pkt 2 i 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci przesyłowej w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV; 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi; Projekt ustawy UC74: w art. 11d w ust. 1: a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:

			Art. 1 pkt 29 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia w art. 11d ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„1) wydaje wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci przesyłowej lub jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;”; b) pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) wydaje właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, które nie są jednostką wytwórczą lub magazynem energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1;”;
Art. 40 ust. 1 lit. e	e) dostarczanie operatorowi innych systemów, z którymi jego system jest wzajemnie połączony, informacji wystarczających do zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania, skoordynowanego rozwoju i interoperacyjności wzajemnie połączonego systemu;	N	Art. 9c ust. 2 pkt 7 i 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c ust. 2: 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi; 10) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie;
Art. 40 ust. 1 lit. f	f) zapewnianie niedyskryminacji między użytkownikami systemu lub kategoriami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść swoich przedsiębiorstw powiązanych;	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 5 w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 9c ust. 2: „5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz z regionalnymi centrami koordynacyjnymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, skoordynowania ich rozwoju oraz pracy, z uwzględnieniem przepisów ustawy oraz przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym rozporządzenia 2019/943;”;

			energetyczn e	
Art. 40 ust. 1 lit. g	g) dostarczanie użytkownikom systemu informacji niezbędnych do skutecznego dostępu do systemu;	N	Art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 19 lit. a tiret szósty projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia lit. b w art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	12) udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o: a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych, b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a; Projekt ustawy UC74: – w pkt 12 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) ofertach zintegrowanego procesu grafikowania;”,
Art. 40 ust. 1 lit. h	h) pobieranie opłat z tytułu alokacji zdolności przesyłowych oraz opłat w ramach mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi zgodnie z art. 49 rozporządzenia (UE) 2019/943, przyznawanie dostępu stronom trzecim i zarządzanie tym dostępem oraz przedstawianie uzasadnionych wyjaśnień odmowy takiego dostępu, co monitorują organy regulacyjne;	T	Art. 9c ust. 2 pkt 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 9c: Art. 9c. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 11) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią

	wykonując zadania wynikające z niniejszego artykułu, operatorzy systemów przesyłowych przede wszystkim ułatwiają integrację rynku;		energetyczn e Art. 1 pkt 62 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanej lit. c w art. 46 ust. 4 pkt 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii; Art. 46 ust. 4 pkt 5: „c) rekompensat, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943,”
Art. 40 ust. 1 lit. i	i) udzielanie zamówień na usługi pomocnicze w celu zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego;	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret trzeci projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 8 w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 9c ust. 2: „8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości w koordynowanej sieci 110 kV;”
Art. 40 ust. 1 lit. j	j) przyjmowanie ram współpracy i koordynacji między regionalnymi centrami koordynacyjnymi;	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret drugi projektu	Art. 9c ust. 2: „5a) udział w opracowaniu ram współpracy w regionalnych centrach koordynacyjnych i między nimi;”

			ustawy w zakresie dodania pkt 5a w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	
Art. 40 ust. 1 lit. k	k) uczestniczenie w sporządzaniu ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym zgodnie z rozdziałem IV rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret siódmy projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 16 w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c ust. 2: „16) opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym, sporządzanie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, oraz przekazywanie Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, o której mowa w art. 28 rozporządzenia 2019/943, zwanej dalej „ENTSO energii elektrycznej”, danych niezbędnych do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zgodnie z rozdziałem IV tego rozporządzenia;”;
Art. 40 ust. 1 lit. l	l) cyfryzację systemów przesyłowych;	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret ósmy projektu ustawy w zakresie dodania pkt 19 w art. 9c ust. 2 ustawy z	Art. 9c ust. 2: „19) cyfryzację systemu przesyłowego oraz infrastruktury towarzyszącej w zakresie wykonywania zadań operatora określonych w ustawie;

			dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	
Art. 40 ust. 1 lit. m	m) zarządzanie danymi, w tym rozwijanie systemów zarządzania danymi, cyberbezpieczeństwo i ochronę danych, z zastrzeżeniem mających zastosowanie przepisów i bez uszczerbku dla kompetencji innych organów.	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret dziewiąty projektu ustawy w zakresie dodania pkt 20 i 21 w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c ust. 2: 20) zarządzanie danymi, w tym rozwijanie systemów zarządzania danymi w zakresie wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, z zapewnieniem cyberbezpieczeństwa i ochrony danych, zgodnie z ustawą z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2022 r. poz. 1863 i 2666), ustawą z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1781) oraz rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm. ⁹⁾); ⁹⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2 oraz Dz. Urz. UE L 74 z 04.03.2021, str. 35. 21) zapewnienie odporności systemów informacyjnych, od których zależy wykonywanie obowiązków określonych w pkt 1–20 oraz świadczenie usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na działania naruszające poufność, integralność, dostępność i autentyczność przetwarzanych danych lub tych usług.”,
Art. 40 ust. 2	2. Państwa członkowskie mogą ustanowić, że jeden lub kilka obowiązków wymienionych w ust. 1 niniejszego artykułu nakłada się na operatora systemu przesyłowego innego niż operator będący właścicielem systemu przesyłowego, na którym w przeciwnym przypadku ciążyłyby odnośne obowiązki. Operator systemu przesyłowego, któremu powierza się te zadania, musi być certyfikowany jako operator z rozdziałem własnościowym, niezależny operator systemu lub niezależny operator systemu przesyłowego i spełniać	N	Art. 9h ust. 14 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h 14. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1–1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h ¹ ust. 7 pkt 2–4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

	wymagania określone w art. 43, ale nie można wymagać, aby był właścicielem systemu przesyłowego, za który jest odpowiedzialny. Operator systemu przesyłowego będący właścicielem systemu przesyłowego musi spełniać wymagania określone w rozdziale VI i być certyfikowany zgodnie z art. 43. Nie narusza to możliwości, by operatorzy systemów przesyłowych certyfikowani jako operatorzy z rozdziałem własnościowym, niezależni operatorzy systemu lub niezależni operatorzy systemu przesyłowego delegowali, z własnej inicjatywy i pod swoim nadzorem, niektóre zadania innym operatorom systemów przesyłowych certyfikowanym jako operatorzy z rozdziałem własnościowym, niezależni operatorzy systemu albo niezależni operatorzy systemu przesyłowego, jeżeli takie oddelegowanie zadań nie naraża na szwank skutecznych i niezależnych uprawnień delegującego operatora systemu przesyłowego do podejmowania decyzji.			
Art. 40 ust. 3	3. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 1, operatorzy systemów przesyłowych uwzględniają zalecenia wydane przez regionalne centra koordynacyjne.	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret pierwszy i drugi projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 5 i 5a w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c ust. 2: „5) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz z regionalnymi centrami koordynacyjnymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, skoordynowania ich rozwoju oraz pracy, z uwzględnieniem przepisów ustawy oraz przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym rozporządzenia 2019/943;”, – po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu: „5a) udział w opracowaniu ram współpracy w regionalnych centrach koordynacyjnych i między nimi;”,

Art. 40 ust. 4	4. Wykonując zadania, o których mowa w ust. 1 lit. i, operatorzy systemów przesyłowych zapewniają udzielanie zamówień na usługi bilansujące zgodnie z: a) przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi procedurami zgodnymi z zasadami rynkowymi; b) zasadą udziału wszystkich zakwalifikowanych przedsiębiorstw energetycznych i uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynku zajmujących się agregacją. Na potrzeby akapitu pierwszego lit. b) organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych, w ścisłej współpracy ze wszystkimi uczestnikami rynku, określą wymogi techniczne udziału w tych rynkach, na podstawie charakterystyki technicznej tych rynków.	T	Art. 1 pkt 19 lit. a tiret trzeci projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 8, 9–9a w art. 9c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	„8) zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, koordynowanie korzystania z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości w koordynowanej sieci 110 kV; 9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, zdolności przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających: a) ze świadczenia usług bilansujących oraz bilansowania handlowego, b) z zarządzania ograniczeniami systemowymi, c) z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy; 9a) prowadzenie rynku bilansującego energii elektrycznej;”

Art. 40 ust. 5– 8	5. Ust. 4 stosuje się do świadczenia przez operatorów systemów przesyłowych usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości, chyba że organ regulacyjny ocenił, iż świadczenie usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie, i przyznał odstępstwo. W szczególności ramy regulacyjne muszą zapewniać operatorom systemów przesyłowych możliwość udzielania zamówień na usługi pochodzące od dostawców odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii oraz promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu przesyłowego. 6. Operatorzy systemów przesyłowych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów dystrybucyjnych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzią odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją. Operatorzy systemów przesyłowych wymieniają wszelkie niezbędne informacje i koordynują działania z operatorami systemów dystrybucyjnych w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku. Operatorzy systemów przesyłowych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za	T	Art. 1 pkt 18 lit. a i b projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 3 i 4 w art. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 23 lit. b i g projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 4a, 4b, 6 i 6a art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 25 projektu ustawy w	Art. 9: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: 3. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu elektroenergetycznego, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci określone w odrębnych przepisach, a także zachęty do równoważenia ilości energii elektrycznej wynikającej z umów sprzedaży energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej dostarczonej lub pobranej oraz do zbilansowania ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczanej lub pobieranej z wielkościami wynikającymi z tych umów: b) w ust. 4: – pkt 4–6 otrzymują brzmienie: „4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, agregacji, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 5) zakres, warunki i sposób funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie i dostawcami usług bilansujących, w tym rozliczeń: a) wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, b) z tytułu świadczenia usług bilansujących, c) za rezerwę operacyjną w funkcji wyceny niedoboru energii elektrycznej, o której mowa w art. 44 ust. 3 zdanie trzecie rozporządzenia 2017/2195; 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz zasady rozliczeń z tego tytułu, w tym sposób wyznaczania cen, po których rozlicza się wytwarzanie lub odbiór energii elektrycznej w związku z zarządzaniem ograniczeniami systemowymi;”; – po pkt 6 dodaje się pkt 6a i 6b w brzmieniu: „6a) zakres, warunki i sposób wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

	udzielanie zamówień na takie usługi, aby mogli odzyskać przynajmniej związane z tym uzasadnione koszty, w tym nakłady na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury. 7. Wymóg udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości, o którym mowa w ust. 5, nie ma zastosowania do w pełni zintegrowanych elementów sieci. 8. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by operatorzy systemów przesyłowych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, pod warunkiem że organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępstwa. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów przesyłowych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci innych niż sieci elektroenergetyczne, lub zarządzania nimi, jeżeli państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznał takie prawo.		zakresie zmiany brzmienia pkt 2 w art. 9j ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	6b) zasady grupowania zasobów wykorzystywanych na potrzeby świadczenia usług bilansujących oraz usług elastyczności;”, – pkt 8 otrzymuje brzmienie: „8) warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności;”, – po pkt 8 dodaje się pkt 8a i 8b w brzmieniu: „8a) katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości; 8b) specyfikację znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby świadczenia usług elastyczności;”; Art. 9g: b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu: „4a. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera także: 1) katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora, który może zawierać wykaz standardowych produktów rynkowych dla tych usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych nie dotyczących częstotliwości; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych nie dotyczących częstotliwości; 4) zasady koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub koordynowanej sieci 110 kV. 4b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje usługi systemowe nie dotyczące częstotliwości, o których mowa w ust. 4a, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.”; g) ust. 6 i 6a otrzymują brzmienie:

				6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego zawiera także wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą: 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 2) procedury: a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej, b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania, d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń, e) awaryjne, 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną, 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnych do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej, uwzględniające, w przypadku elektrowni jądrowych, wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej określone przepisami ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe, oraz kryteria zarządzania połączeniami systemów gazowych albo systemów elektroenergetycznych, 6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, 7) wymagania dla systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – w zakresie nieprzypisanym warunkom dotyczącym bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 oraz zasadom, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54).

				6a. operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji wymagania techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru oraz uczestnictwa przez agregację w obrocie energią elektryczną, rynku bilansującym oraz świadczeniu usług systemowych. Wymagania te opracowuje się na podstawie charakterystyki technicznej odpowiednich procesów oraz technicznych zdolności odbiorców do działania w charakterze odpowiedzi odbioru.”, art. 9j w ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) utrzymywania rezerw mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych, w wysokości i w sposób określonych w umowie zawartej z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a w przypadkach wynikających z art. 9c ust. 3 z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”;

Art. 41	Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych 1. Bez uszczerbku dla art. 55 lub innego prawnego obowiązku ujawnienia informacji każdy operator systemu przesyłowego oraz każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, które uzyskał w trakcie swojej działalności, oraz zapobiega ujawnieniu w sposób dyskryminacyjny informacji o swojej własnej działalności, które mogą być źródłem korzyści handlowych. W szczególności nie ujawnia on żadnych informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie pozostałym częściom przedsiębiorstwa, o ile takie ujawnienie nie jest niezbędne do przeprowadzenia transakcji handlowej. W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych. 2. W ramach sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane operatorzy systemów przesyłowych nie wykorzystują w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, uzyskanych od stron trzecich w ramach udostępniania lub negocjowania dostępu do systemu. 3. Informacje niezbędne do skutecznej konkurencji i skutecznego funkcjonowania rynku są podawane do publicznej wiadomości. Obowiązek ten pozostaje bez uszczerbku dla ochrony informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.	N	Art. 9c ust. 4–4b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9: 4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. 4b. W przypadku zakupu lub sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa powiązane, operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, nie mogą wykorzystywać w niewłaściwy sposób informacji handlowych podlegających ochronie, uzyskanych od osób trzecich w trakcie wykonywanej działalności.
Art. 42	Uprawnienia do podejmowania decyzji w odniesieniu do przyłączania nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego	T	Art. 9g ust. 1, 2 i 4 ustawy z dnia 10	Art. 9g. 1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego są obowiązani do opracowania

1. Operator systemu przesyłowego ustanawia i publikuje przejrzyste i skuteczne procedury niedyskryminacyjnego przyłączania nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego. Procedury te podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne. 2. Operator systemu przesyłowego nie jest uprawniony do odmowy przyłączenia nowej instalacji wytwórczej lub instalacji magazynowania energii ze względu na możliwe przyszłe ograniczenia dostępnych zdolności sieci, takie jak ograniczenia przesyłowe w odległych częściach systemu przesyłowego. Operator systemu przesyłowego dostarcza niezbędnych informacji. Akapit pierwszy pozostaje bez uszczerbku dla możliwości, by operatorzy systemów przesyłowych ograniczali gwarantowaną moc przyłączeniową lub oferowali przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń eksploatacyjnych, aby zapewnić efektywność gospodarczą względem nowych instalacji wytwórczych lub instalacji magazynowania energii, pod warunkiem że takie ograniczenia zostały zatwierdzone przez organ regulacyjny. Organ regulacyjny zapewnia, by wszelkie ograniczenia gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub ograniczenia eksploatacyjne były wprowadzane na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur i by nie tworzyły nieuzasadnionych przeszkód utrudniających wejście na rynek. Żadne ograniczenia nie mają zastosowania, w przypadku gdy instalacja wytwórcza lub instalacja magazynowania energii ponosi koszty związane z zapewnieniem nieograniczonego przyłączenia. 3. Operator systemu przesyłowego nie jest uprawniony do odmowy przyłączenia nowego punktu na tej podstawie, że powodowałoby to dodatkowe koszty wynikające z konieczności zwiększenia zdolności		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 lit. a tiret trzeci i lit. g projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 2c i 2d w art. 9g ust. 4 oraz ust. 6 i 6a w art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, zwanych dalej „instrukcjami”. 2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian. 4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich; 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą; 2a) wymagań technicznych dla instalacji zarządzania popytem; 2b) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej; 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 13; 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji; 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; 5a) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 1, i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;

	elementów systemu położonych w pobliżu tego punktu przyłączeniowego.		6) parametrów jakościowych energii elektrycznej, standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu oraz zasad prowadzenia rozliczeń, w tym ustalania terminów wnoszenia opłat przez użytkowników systemu; 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania; 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 9) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych; 10) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych. Projekt ustawy UC74: Art. 9g: w ust. 4: – po pkt 2b dodaje się pkt 2c i 2d w brzmieniu: „2c) wymagań technicznych dotyczących uczestnictwa odpowiedzi odbioru, w tym przez agregatora, opracowywanych na podstawie charakterystyki technicznej wszystkich rynków energii elektrycznej oraz zdolności odbiorców końcowych do działania w charakterze odpowiedzi odbioru; 2d) wymagań technicznych dla podmiotów świadczących usługi elastyczności;” ust 6 i 6a otrzymują brzmienie: 6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego zawiera także wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą: 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 2) procedury: a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej,

				b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania, d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń, e) awaryjne, 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną, 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnych do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej, uwzględniające, w przypadku elektrowni jądrowych, wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej określone przepisami ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe, oraz kryteria zarządzania połączeniami systemów gazowych albo systemów elektroenergetycznych, 6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, 7) wymagania dla systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – w zakresie nieprzypisanym warunkom dotyczącym bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 oraz zasadom, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54). 6a. Operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji wymagania techniczne uczestnictwa odpowiedzi odbioru oraz uczestnictwa przez agregację w obrocie energią elektryczną, rynku bilansującym oraz świadczeniu usług systemowych. Wymagania te opracowuje się na podstawie charakterystyki technicznej odpowiednich procesów oraz technicznych zdolności odbiorców do działania w charakterze odpowiedzi odbioru.”,

Art. 43 ust. 1– 5	Rozdział własnościowy systemów przesyłowych i operatorów systemów przesyłowych 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby: a) każde przedsiębiorstwo będące właścicielem systemu przesyłowego działało jako operator systemu przesyłowego; b) ta sama osoba lub te same osoby nie były uprawnione do: (i) bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli nad przedsiębiorstwem prowadzącym jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem operatora systemu przesyłowego lub względem systemu przesyłowego; ani (ii) bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli nad operatorem systemu przesyłowego lub nad systemem przesyłowym i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw; c) ta sama osoba lub osoby nie były uprawnione do powoływania członków rady nadzorczej, zarządu ani organów uprawnionych do reprezentacji prawnej przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego i do bezpośredniego lub pośredniego sprawowania kontroli lub wykonywania jakichkolwiek praw względem przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw; oraz d) ta sama osoba nie była uprawniona do pełnienia funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa zarówno przedsiębiorstwa prowadzącego jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw, jak i operatora systemu przesyłowego lub systemu przesyłowego. 2. Prawa, o których mowa w ust. 1 lit. b) i c), obejmują w szczególności:	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c i art. 9h¹ ust. 1–2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d. 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu;

	a) prawo do wykonywania prawa głosu; b) prawo do powoływania członków rady nadzorczej, zarządu lub organów uprawnionych do reprezentacji prawnej przedsiębiorstwa; lub c) posiadanie pakietu większościowego. 3. Do celów ust. 1 lit. b) pojęcie „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw” obejmuje „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie produkcji lub dostaw” w rozumieniu dyrektywy 2009/73/WE, a pojęcia „operator systemu przesyłowego” i „system przesyłowy” obejmują „operatora systemu przesyłowego” i „system przesyłowy” w rozumieniu tej dyrektywy. 4. Obowiązek określony w ust. 1 lit. a) uważa się za spełniony w sytuacji, gdy co najmniej dwa przedsiębiorstwa będące właścicielami systemów przesyłowych utworzyły wspólne przedsięwzięcie pełniące funkcję operatora systemu przesyłowego w dwóch lub większej liczbie państwach członkowskich dla danych systemów przesyłowych. Żadne inne przedsiębiorstwo nie może być częścią tego wspólnego przedsięwzięcia, o ile nie zostało ono zatwierdzone zgodnie z art. 44 jako niezależny operator systemu lub jako niezależny operator przesyłu do celów sekcji 3. 5. Do celów wdrożenia niniejszego artykułu, jeżeli osoba, o której mowa w ust. 1 lit. b), c) i d), jest państwem członkowskim lub innym podmiotem publicznym, nie uznaje się za tę samą osobę lub te same osoby dwóch oddzielnych podmiotów publicznych sprawujących kontrolę nad operatorem systemu przesyłowego lub nad systemem przesyłowym, z jednej strony, oraz nad przedsiębiorstwem prowadzącym jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw, z drugiej strony.			2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Art. 9h¹. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, zwany dalej „certyfikatem niezależności”, albo w przypadku wskazanym w ust. 6. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności: 1) na wniosek właściciela sieci przesyłowej, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 1, albo przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, złożony w terminie 30 dni od dnia: a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością; 2) z urzędu, w przypadku braku wniosku, o którym mowa w pkt 1; 3) na wniosek Komisji Europejskiej
Art. 43 ust. 6	6. Państwa członkowskie zapewniają, aby informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie, o których mowa w art. 41, będących w posiadaniu operatora systemu przesyłowego, który był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ani personelu	N	Art. 9c ust. 4 i 4a ustawy z dnia 10 kwietnia	Art. 9c: 4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

	takiego operatora systemu przesyłowego nie przekazywano ani nie przenoszono do przedsiębiorstw prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw.		1997 r. – Prawo energetyczne	: 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7
Art. 43 ust. 7	7. Jeżeli w dniu 3 września 2009 r. system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1. W takim przypadku państwa członkowskie, których to dotyczy: a) wyznaczają niezależnego operatora systemu zgodnie z art. 44; lub b) stosują się do sekcji 3.	N		
Art. 43 ust. 8	8. Jeżeli w dniu 3 września 2009 r. system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo oraz istniały rozwiązania gwarantujące bardziej skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego niż sekcja 3, państwo członkowskie może podjąć decyzję o niestosowaniu ust. 1.	N		
Art. 43 ust. 9 i 10	9. Przed zatwierdzeniem i wyznaczeniem przedsiębiorstwa jako operatora systemu przesyłowego zgodnie z ust. 8 niniejszego artykułu musi ono uzyskać certyfikację zgodnie z procedurami określonymi w art. 52 ust. 4, 5 i 6 niniejszej dyrektywy oraz w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943, zgodnie z którymi Komisja sprawdza, czy istniejące rozwiązania jednoznacznie gwarantują bardziej skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego niż sekcja 3 niniejszego rozdziału. 10. W żadnym wypadku przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo będącemu właścicielem systemu przesyłowego nie uniemożliwia się	N	Art. 9h ¹ ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h¹. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, zwany dalej „certyfikatem niezależności”, albo w przypadku wskazanym w ust. 6. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności: 1) na wniosek właściciela sieci przesyłowej, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 1, albo przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, złożony w terminie 30 dni od dnia:

	podejmowania kroków zmierzających do zastosowania się do ust. 1.			a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora z przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością; 2) z urzędu, w przypadku braku wniosku, o którym mowa w pkt 1; 3) na wniosek Komisji Europejskiej
Art. 43 ust. 11	11. Przedsiębiorstwa prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw nie mogą w żadnym wypadku sprawować bezpośrednio ani pośrednio kontroli ani wykonywać jakichkolwiek praw względem wydzielonych operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich, które stosują przepisy ust. 1.	N	Art. 9h ¹ ust. 1 i 2 art. art. 9d ust. 1h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h¹. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, zwany dalej „certyfikatem niezależności”, albo w przypadku wskazanym w ust. 6. Art. 9d. 1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Art. 44	Niezależny operator systemu 1. Jeżeli system przesyłowy należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w dniu 3 września 2009 r., państwa członkowskie mogą podjąć decyzję o niestosowaniu art. 43 ust. 1 i wyznaczyć niezależnego operatora systemu na wniosek właściciela systemu przesyłowego. Wyznaczenie to podlega zatwierdzeniu przez Komisję. 2. Państwo członkowskie może zatwierdzić i wyznaczyć niezależnego operatora systemu, pod warunkiem że: a) kandydat na operatora wykazał, że spełnia wymogi wymienione w art. 43 ust. 1 lit. b), c) i d); b) kandydat na operatora wykazał, że dysponuje wymaganymi zasobami finansowymi, technicznymi, fizycznymi i kadrowymi, aby wykonywać swoje zadania zgodnie z art. 40; c) kandydat na operatora zobowiązał się zastosować się do dziesięcioletniego planu rozwoju sieci monitorowanego przez organ regulacyjny; d) właściciel systemu przesyłowego wykazał zdolność do wykonywania swoich obowiązków zgodnie z ust. 5. W tym celu przedkłada on wszelkie projekty umów z operatorem kandydującym oraz z każdym innym właściwym podmiotem; oraz e) kandydat na operatora wykazał zdolność do wykonywania swoich obowiązków zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943, w tym obowiązku współpracy operatorów systemów przesyłowych na poziomie europejskim i regionalnym. 3. Przedsiębiorstwa, które uzyskały certyfikację od organu regulacyjnego jako spełniające wymogi art. 53 oraz ust. 2 niniejszego artykułu, są zatwierdzane i wyznaczane przez państwa członkowskie jako operatorzy systemów przesyłowych. Zastosowanie ma procedura certyfikacji określona w art. 52 niniejszej dyrektywy i w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub w art. 53 niniejszej dyrektywy. 4. Każdy niezależny operator systemu jest odpowiedzialny za przyznawanie dostępu stronom	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

trzecim i zarządzanie takim dostępem, w tym również za pobieranie opłat za dostęp i opłat z tytułu alokacji zdolności, a także płatności w ramach mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi zgodnie z art. 49 rozporządzenia (UE) 2019/943, jak również za eksploatację, utrzymywanie i rozbudowę systemu przesyłowego oraz za zapewnienie za pomocą planowania inwestycyjnego długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania. Podczas rozbudowy systemu przesyłowego niezależny operator systemu odpowiedzialny jest za planowanie (w tym również za procedurę udzielania zezwoleń), budowę i oddawanie do eksploatacji nowej infrastruktury. W tym celu niezależny operator systemu działa jako operator systemu przesyłowego zgodnie z niniejszą sekcją. Właściciel systemu przesyłowego nie jest odpowiedzialny za przyznawanie dostępu stronom trzecim ani za zarządzanie takim dostępem, ani za planowanie inwestycyjne. 5. W przypadku gdy wyznaczony został niezależny operator systemu, właściciel systemu przesyłowego: a) zapewnia wszelką stosowną współpracę i wsparcie niezależnemu operatorowi systemu w celu wykonywania jego zadań, w tym w szczególności wszelkie stosowne informacje; b) finansuje inwestycje, o których zdecydował niezależny operator systemu i które zatwierdził organ regulacyjny lub wyraża zgodę na ich finansowanie przez jakąkolwiek zainteresowaną stronę, w tym również przez niezależnego operatora systemu. Stosowne uzgodnienia dotyczące finansowania podlegają uprzedniemu zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Przed takim zatwierdzeniem organ regulacyjny konsultuje się z właścicielem systemu przesyłowego oraz z innymi zainteresowanymi stronami; c) zapewnia pokrycie odpowiedzialności związanej z aktywami sieci, z wyłączeniem odpowiedzialności związanej z zadaniami niezależnego operatora systemu; oraz			1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

	d) udziela gwarancji w celu ułatwienia finansowania wszelkiej rozbudowy sieci, z wyjątkiem tych inwestycji, w których przypadku wydał zgodnie z lit. b) zgodę na finansowanie przez jakąkolwiek zainteresowaną stronę, w tym również przez niezależnego operatora systemu. 6. W ścisłej współpracy z organem regulacyjnym właściwemu krajowemu organowi ochrony konkurencji przyznaje się wszelkie stosowne uprawnienia do skutecznego monitorowania wypełniania przez właściciela systemu przesyłowego jego obowiązków zgodnie z ust. 5.			

Art. 45	Rozdział właścicieli systemów przesyłowych 1. W przypadku gdy wyznaczony został niezależny operator systemu, który jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, właściciel systemu przesyłowego musi być niezależny, przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji, od wszelkich innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem. 2. W celu zapewnienia niezależności właściciela systemu przesyłowego, o której mowa w ust. 1, stosuje się następujące kryteria minimalne: a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie właścicielem systemu przesyłowego nie uczestniczą w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego odpowiedzialnego, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej; b) podjęte zostają odpowiednie środki celu zapewnienia, aby interesy zawodowe osób odpowiedzialnych za zarządzanie właścicielem systemu przesyłowego były uwzględniane w sposób pozwalający tym osobom na niezależne działanie; oraz c) właściciel systemu przesyłowego ustanawia program zgodności, w którym określa się środki stosowane w celu wyeliminowania praktyk dyskryminacyjnych, a także zapewnia odpowiednie monitorowanie jego przestrzegania; w programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tych celów; osoba lub organ odpowiedzialny za monitorowanie programu zgodności przedkłada organowi regulacyjnemu roczne sprawozdanie przedstawiające zastosowane środki, a sprawozdanie to jest publikowane.	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

				1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.
Art. 46 ust. 1	Aktywa, urządzenia, pracownicy i tożsamość 1. Operatorzy systemów przesyłowych mają do dyspozycji wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe niezbędne do wypełniania ich obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy i do prowadzenia	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego

	działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w szczególności: a) aktywa, które są niezbędne do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym również system przesyłowy, są własnością operatora systemu przesyłowego; b) pracownicy niezbędni do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym do wykonywania wszelkich zadań związanych z zarządzaniem przedsiębiorstwem, są zatrudnieni przez operatora systemu przesyłowego; c) wynajęcie pracowników od innych części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo oraz wynajęcie pracowników na rzecz tych części, a także świadczenie usług na rzecz tych części i korzystanie z ich usług jest zabronione; operator systemu przesyłowego może jednak świadczyć usługi na rzecz przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, pod warunkiem że: (i) świadczenie tych usług nie wprowadza dyskryminacji między użytkownikami systemu, jest dostępne dla wszystkich użytkowników systemu na tych samych warunkach i nie ogranicza, nie zakłóca ani nie zapobiega konkurencji w zakresie wytwarzania lub dostaw; oraz (ii) warunki świadczenia tych usług zostały zatwierdzone przez organ regulacyjny; d) bez uszczerbku dla decyzji organu nadzorującego na mocy art. 49 odpowiednie zasoby finansowe na przyszłe inwestycje lub zastąpienie istniejących aktywów udostępniane są operatorowi systemu przesyłowego we właściwym czasie przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, po przedłożeniu stosownego wniosku przez operatora systemu przesyłowego.		Prawo energetyczne	pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu;

				2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.
Art. 46 ust. 2	2. Oprócz zadań wymienionych w art. 40 działalność w zakresie przesyłania energii elektrycznej obejmuje przynajmniej następujące zadania: a) reprezentowanie operatora systemu przesyłowego i utrzymywanie kontaktów ze stronami trzecimi i z organami regulacyjnymi; b) reprezentowanie operatora systemu przesyłowego w ENTSO energii elektrycznej; c) przyznawanie dostępu stronom trzecim bez dyskryminacji poszczególnych użytkowników systemu lub kategorii użytkowników systemu oraz zarządzanie tym dostępem; d) pobieranie wszystkich opłat związanych z systemem przesyłowym, w tym także opłat za dostęp, straty energii oraz usługi pomocnicze; e) eksploatację, utrzymywanie i rozwój bezpiecznego, sprawnego i opłacalnego systemu przesyłowego; f) planowanie inwestycyjne zapewniające długoterminową zdolność systemu do zaspokajania uzasadnionego zapotrzebowania i gwarantujące bezpieczeństwo dostaw; g) tworzenie wspólnych przedsięwzięć, w tym również z jednym lub większą liczbą operatorów systemów przesyłowych, giełdami energii elektrycznej i innymi właściwymi podmiotami, w celu tworzenia rynków regionalnych lub ułatwiania procesu liberalizacji; oraz h) wszelką obsługę administracyjno-zarządczą, w tym obsługę prawną, rachunkowość i usługi informatyczne.	N	Art. 9c ust. 2 pkt 3,4,7,10,17, ust. 4a, 8 i 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne: 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami elektroenergetycznymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi; 7) zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami Elektroenergetycznymi; 10) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie; 17) określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej; 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciele sieci przesyłowej są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciele sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych

				służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7. 8. Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego za korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego pobiera opłaty na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4, a także może żądać od odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego informacji o ilości energii elektrycznej zużywanej przez tych odbiorców, służącej do obliczenia tej opłaty. 10. Operatorzy systemów przesyłowych współdziałają z Komisją Europejską w sprawach dotyczących rozwoju transeuropejskich sieci przesyłowych. 10a. Operatorzy systemów przesyłowych współpracują z operatorami systemów przesyłowych innych państw członkowskich Unii Europejskiej w celu stworzenia co najmniej jednego zintegrowanego systemu na poziomie regionalnym dla alokacji zdolności przesyłowych i kontrolowania bezpieczeństwa systemu.
Art. 46 ust. 3	3. Operatorzy systemów przesyłowych działają w formie prawnej, o której mowa w załączniku I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1132 (26).	N	Art. 9k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9k. Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.
Art. 46 ust. 4	4. Operator systemu przesyłowego nie może – w zakresie tożsamości korporacyjnej, komunikacji, marki i obiektów – powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub jakiegokolwiek jego części.	N	Art. 9d ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d. 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.
Art. 46 ust. 5	5. Operator systemu przesyłowego nie może dzielić systemów ani urządzeń informatycznych, obiektów fizycznych i zabezpieczonych systemów dostępu z żadną częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo ani nie	N	Art. 9c ust. 4 i 4a ustawy z dnia 10	4. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, wykonując działalność gospodarczą, są obowiązani w szczególności przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

	korzysta z usług tych samych konsultantów ani wykonawców zewnętrznych w zakresie systemów i urządzeń informatycznych oraz systemów zabezpieczenia dostępu.		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciele sieci przesyłowej są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.
Art. 46 ust. 6	6. Rachunkowość operatorów systemów przesyłowych kontrolowana jest przez biegłego rewidenta innego niż biegły rewident kontrolujący rachunkowość przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub jakiegokolwiek jego części.	N	Art. 44 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 44. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie: 1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie; 2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1. 1a. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania, badania, ogłaszania i przechowywania rocznego sprawozdania finansowego na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1415 oraz z 2021 r. poz. 1598 i 2106), zwanej dalej „ustawą o biegłych rewidentach”, oraz rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 27.05.2014, str. 77 oraz Dz. Urz. UE L 170 z 11.06.2014, str. 66) – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach. 2. W celu spełnienia wymogów mających zapewnić równoprawne traktowanie odbiorców oraz wyeliminowanie subsydiowania

				skróśnego pomiędzy działalnościami, o których mowa w ust. 1, w ramach ujawnień w informacji dodatkowej rocznego sprawozdania finansowego, o którym mowa w ust. 1a, należy przedstawić odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, przesyłania, dystrybucji lub magazynowania paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także wskazać zasady alokacji aktywów i pasywów oraz kosztów i przychodów do każdej z tych działalności.

Art. 47	Niezależność operatora systemu przesyłowego 1. Bez uszczerbku dla decyzji organu nadzorującego na mocy art. 49 operator systemu przesyłowego posiada: a) skuteczne uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależne od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania i rozbudowy systemu przesyłowego; oraz b) uprawnienia do pozyskiwania środków pieniężnych na rynku kapitałowym, w szczególności przez zaciąganie pożyczek i podwyższanie kapitału. 2. Operator systemu przesyłowego w każdym przypadku działa tak, aby zapewnić sobie posiadanie zasobów niezbędnych do właściwego i skutecznego prowadzenia działalności przesyłowej oraz rozbudowy i utrzymywania sprawnego, bezpiecznego i opłacalnego systemu przesyłowego. 3. Podmioty zależne przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo prowadzące działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw nie mogą mieć bezpośrednio ani pośrednio jakichkolwiek udziałów lub akcji operatora systemu przesyłowego. Operator systemu przesyłowego nie może mieć bezpośrednio ani pośrednio jakichkolwiek udziałów lub akcji jakiegokolwiek podmiotu zależnego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo prowadzącego działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw ani nie może otrzymywać dywidend lub innych korzyści finansowych od tego podmiotu zależnego. 4. Ogólna struktura zarządcza i statut operatora systemu przesyłowego muszą zapewniać skuteczną niezależność operatora systemu przesyłowego zgodnie z niniejszą sekcją. Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo nie może określać, bezpośrednio ani pośrednio, zachowań konkurencyjnych operatora systemu przesyłowego w zakresie jego bieżącej działalności oraz zarządzania siecią ani w zakresie działań niezbędnych do przygotowania dziesięcioletniego planu rozwoju zgodnie z art. 51. 5. Wykonując swoje zadania zgodnie z art. 40 i z art. 46 ust. 2 niniejszej dyrektywy oraz wykonując obowiązki określone w art. 16, 18, 19 i 50 rozporządzenia (UE)	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 11. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 12. Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem

	2019/943, operatorzy systemów przesyłowych nie dyskryminują poszczególnych osób lub podmiotów ani nie ograniczają i nie zakłócają konkurencji w zakresie wytwarzania lub dostaw ani nie zapobiegają jej. 6. Wszelkie powiązania handlowe i finansowe między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego, w tym również pożyczki udzielane przez operatora systemu przesyłowego przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo, muszą być zgodne z warunkami rynkowymi. Operator systemu przesyłowego prowadzi szczegółową dokumentację tych powiązań handlowych i finansowych i udostępnia ją na wniosek organowi regulacyjnemu. 7. Operator systemu przesyłowego przedstawia do zatwierdzenia organowi regulacyjnemu wszelkie umowy handlowe i finansowe z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo. 8. Operator systemu przesyłowego informuje organ regulacyjny o zasobach finansowych, o których mowa w art. 46 ust. 1 lit. d), dostępnych na cel przyszłych inwestycji lub odtworzenia istniejących aktywów. 9. Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo powstrzymuje się od wszelkich działań utrudniających operatorowi systemu przesyłowego wykonywanie jego obowiązków przewidzianych w niniejszym rozdziale oraz nie wymaga od operatora systemu przesyłowego uzyskania zgody przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w wypełnianiu tych obowiązków. 10. Przedsiębiorstwo, które uzyskało od organu regulacyjnego certyfikat zgodności z wymogami niniejszego rozdziału, jest zatwierdzane i wyznaczane przez dane państwo członkowskie jako operator systemu przesyłowego. Zastosowanie ma procedura certyfikacji określona w art. 52 niniejszej dyrektywy i w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943 lub w art. 53 niniejszej dyrektywy.			przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

Art. 48	Niezależność pracowników i kierownictwa operatora systemu przesyłowego 1. Decyzje dotyczące powoływania i przedłużania okresu urzędowania, warunków zatrudnienia – w tym również wynagrodzenia i rozwiązania stosunku pracy – osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego podejmowane są przez organ nadzorujący operatora systemu przesyłowego powoływany zgodnie z art. 49. 2. Organowi regulacyjnemu zgłasza się dane osobowe oraz warunki regulujące kadencję, czas trwania i zakończenie okresu urzędowania osób wyznaczonych przez organ nadzorujący z myślą o powołaniu tych osób lub przedłużeniu ich okresu urzędowania jako osób odpowiedzialnych za zarządzanie wykonawcze lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego oraz uzasadnienie jakiegokolwiek proponowanej decyzji zakończenia okresu urzędowania tych osób. Warunki te oraz decyzje, o których mowa w ust. 1, stają się wiążące jedynie w przypadku, gdy organ regulacyjny nie zgłosi żadnych zastrzeżeń w terminie trzech tygodni od powiadomienia. Organ regulacyjny może zgłosić sprzeciw wobec decyzji, o których mowa w ust. 1, w przypadku gdy: a) powstają wątpliwości co do niezależności zawodowej powołanej osoby odpowiedzialnej za zarządzanie lub członka organów administracyjnych; lub b) w przypadku przedterminowego zakończenia okresu urzędowania – jeżeli istnieją wątpliwości co do uzasadnienia takiego przedterminowego zakończenia. 3. Nie jest dozwolone zajmowanie jakiegokolwiek stanowiska ani wykonywanie jakichkolwiek obowiązków zawodowych, posiadanie jakichkolwiek interesów lub powiązań gospodarczych, bezpośrednio lub pośrednio, w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo lub jakiegokolwiek jego części lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami innymi niż operator systemu przesyłowego przez okres trzech lat przed powołaniem osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 11. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 12. Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem

członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego podlegających przepisom niniejszego ustępu. 4. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych oraz pracownicy operatora systemu przesyłowego nie mogą zajmować jakiegokolwiek innego stanowiska ani wykonywać jakichkolwiek innych obowiązków zawodowych, posiadać jakichkolwiek innych interesów lub powiązań gospodarczych, bezpośrednio lub pośrednio, w innej części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami. 5. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych oraz pracownicy operatora systemu przesyłowego nie mogą, bezpośrednio ani pośrednio, posiadać żadnych interesów w jakiegokolwiek części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo innej niż operator systemu przesyłowego ani otrzymywać od niej żadnych korzyści finansowych. Ich wynagrodzenie nie zależy od działalności ani wyników przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo innych niż działalność lub wyniki operatora systemu przesyłowego. 6. Gwarantuje się skuteczne prawo odwołania do organu regulacyjnego w przypadku jakichkolwiek skarg wnoszonych przez osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego w związku z przedterminowym zakończeniem okresu urzędowania. 7. Po zakończeniu okresu urzędowania w strukturach operatora systemu przesyłowego osoby odpowiedzialne za zarządzanie nim lub członkowie jego organów administracyjnych nie mogą zajmować żadnego stanowiska ani wykonywać jakichkolwiek obowiązków zawodowych, mieć interesów lub powiązań gospodarczych w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo lub w jakiegokolwiek jego części innej niż operator systemu przesyłowego lub z kontrolującymi go wspólnikami lub akcjonariuszami przez okres nie mniej niż czterech lat.		przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

	8. Ust. 3 stosuje się do większości osób odpowiedzialnych za zarządzanie lub członków organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie lub członkowie organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego, którzy nie podlegają przepisom ust. 3, nie mogą wykonywać jakiejkolwiek działalności zarządczej ani innej odnośnej działalności w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo przez okres co najmniej sześciu miesięcy przed ich powołaniem. Akapit pierwszy niniejszego ustępu oraz ust. 4–7 stosuje się do osób należących do kierownictwa wykonawczego i do osób bezpośrednio im podległych w sprawach związanych z eksploatacją, utrzymywaniem lub rozbudową sieci.			

Art. 49	Organ nadzorujący 1. Operator systemu przesyłowego posiada organ nadzorujący, odpowiedzialny za podejmowanie decyzji, które mogą mieć znaczący wpływ na wartość aktywów wspólników lub akcjonariuszy operatora systemu przesyłowego, w szczególności za decyzje dotyczące zatwierdzenia rocznych i wieloletnich planów finansowych, poziomu zadłużenia operatora systemu przesyłowego i wielkości dywidendy wypłacanej wspólnikom lub akcjonariuszom. Decyzje należące do kompetencji organu nadzorującego nie obejmują decyzji związanych z bieżącą działalnością operatora systemu przesyłowego i zarządzaniem siecią oraz działań niezbędnych do przygotowania dziesięcioletniego planu rozwoju sieci zgodnie z art. 51. 2. Organ nadzorujący składa się z członków reprezentujących przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, członków reprezentujących wspólników lub akcjonariuszy będących stronami trzecimi oraz – w przypadku gdy jest to przewidziane w odpowiednim prawie krajowym – członków reprezentujących inne zainteresowane strony, takich jak pracownicy operatora systemu przesyłowego. 3. Art. 48 ust. 2 akapit pierwszy oraz art. 48 ust. 3–7 stosuje się do co najmniej połowy członków organu nadzorującego minus jedna osoba. Art. 48 ust. 2 akapit drugi lit. b stosuje się do wszystkich członków organu nadzorującego.	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 1¹. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1². Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem

				przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

Art. 50	Program zgodności i inspektor do spraw zgodności 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy systemów przesyłowych ustanowili i wdrażali program zgodności, w którym określa się środki wprowadzane w celu zapewnienia wyeliminowania działań dyskryminacyjnych oraz zapewnienia odpowiedniego monitorowania zgodności z tym programem. W programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tych celów. Program ten podlega zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Bez uszczerbku dla uprawnień organu regulacyjnego zgodność z programem jest niezależnie monitorowana przez inspektora do spraw zgodności. 2. Inspektor do spraw zgodności powoływany jest przez organ nadzorujący, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny. Organ regulacyjny może odmówić zatwierdzenia inspektora do spraw zgodności wyłącznie z przyczyn braku niezależności lub kompetencji zawodowych. Inspektorem do spraw zgodności może być osoba fizyczna lub prawna. Art. 48 ust. 2–8 stosuje się do inspektora do spraw zgodności. 3. Inspektor do spraw zgodności odpowiada za: a) monitorowanie wdrażania programu zgodności; b) opracowywanie i przedłożenie organowi regulacyjnemu sprawozdania rocznego określającego środki wprowadzone w celu wdrożenia programu zgodności; c) składanie sprawozdań organowi nadzorującemu i wydawanie zaleceń dotyczących programu zgodności i jego wdrażania; d) powiadamianie organu regulacyjnego o wszelkich istotnych naruszeniach w zakresie wdrażania programu zgodności; oraz e) składanie organowi regulacyjnemu sprawozdań dotyczących wszelkich powiązań handlowych i finansowych między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego.	N	Art. 9d ust. 1 i 1a–1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne może zostać wyznaczone jako operator systemu przesyłowego tylko wtedy, gdy spełnia kryteria niezależności rozdziału właścicielskiego, o których mowa w art. 9d: 1. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z: 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. 11. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, na zasadach równego traktowania, na cele inne niż określone w ust. 1 pkt 1 albo 2, niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 12. Udostępnianie, o którym mowa w ust. 11, nie może powodować obniżenia zdolności do wykonywania działalności wymienionych w ust. 1. 1a. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może: 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony; 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem

4. Inspektor do spraw zgodności przedkłada organowi regulacyjnemu propozycje decyzji w sprawie planu inwestycyjnego lub w sprawie poszczególnych inwestycji w sieć. Ma to miejsce najpóźniej w chwili przedstawienia tych propozycji organowi nadzorującemu przez kierownictwo lub właściwy organ administracyjny operatora systemu przesyłowego. 5. W przypadku gdy przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, podczas walnego zgromadzenia lub w drodze głosowania członków powołanego przez siebie organu nadzorującego, sprzeciwi się przyjęciu decyzji, czego skutkiem będzie niemożność przeprowadzenia lub opóźnienie inwestycji, które zgodnie z dziesięcioletnim planem rozwoju miały być zrealizowane w ciągu trzech kolejnych lat, inspektor do spraw zgodności powiadamia o tym organ regulacyjny, który działa w takim przypadku zgodnie z art. 51. 6. Warunki regulujące mandat lub warunki zatrudnienia inspektora do spraw zgodności, w tym czas trwania jego mandatu, podlegają zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. Warunki te zapewniają niezależność inspektora do spraw zgodności, w tym przez zapewnienie wszystkich zasobów niezbędnych do wykonywania zadań inspektora do spraw zgodności. Przez czas trwania swojego mandatu inspektor do spraw zgodności nie może zajmować, pośrednio ani bezpośrednio, żadnego innego stanowiska, pełnić jakichkolwiek innych zadań ani mieć jakichkolwiek innych interesów w jakiegokolwiek części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub z taką jego częścią lub z jej wspólnikami lub akcjonariuszami posiadającymi pakiet kontrolny. 7. Inspektor do spraw zgodności składa organowi regulacyjnemu regularne sprawozdania ustne lub pisemne i jest uprawniony do składania regularnego sprawozdania ustnego lub pisemnego organowi nadzorującemu operatora systemu przesyłowego. 8. Inspektor do spraw zgodności może brać udział we wszelkich posiedzeniach kierownictwa lub organów administracyjnych operatora systemu przesyłowego oraz		przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną; 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną. 1b. Prawa, o których mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, obejmują w szczególności: 1) wykonywanie prawa głosu; 2) powoływanie członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego; 3) posiadanie większościowego pakietu udziałów lub akcji. 1c. Przez decydujący wpływ, o którym mowa w ust. 1a pkt 1 i 2, rozumie się w szczególności wykonywanie uprawnień, o których mowa w art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

	w posiedzeniach organu nadzorującego i w walnych zgromadzeniach. Inspektor do spraw zgodności bierze udział we wszystkich posiedzeniach, na których omawiane są następujące kwestie: a) warunki dostępu do sieci określone w rozporządzeniu (UE) 2019/943, w szczególności dotyczące taryf, usług związanych z dostępem stron trzecich, alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, przejrzystości, usług pomocniczych i rynków wtórnych; b) przedsięwzięcia podjęte w celu eksploatacji, utrzymywania i rozbudowy systemu przesyłowego, w tym również inwestycje w połączenia wzajemne i przyłączenia; c) zakup lub sprzedaż energii niezbędnej do eksploatacji systemu przesyłowego. 9. Inspektor do spraw zgodności monitoruje przestrzeganie art. 41 przez operatora systemu przesyłowego. 10. Inspektor do spraw zgodności ma dostęp do wszystkich stosownych danych i do biur operatora systemu przesyłowego, a także do wszystkich informacji niezbędnych do wykonywania swojego zadania. 11. Inspektor do spraw zgodności ma dostęp do biur operatora systemu przesyłowego, bez uprzedniego zawiadomienia. 12. Po uprzednim zatwierdzeniu przez organ regulacyjny organ nadzorujący może odwołać inspektora do spraw zgodności. Odwołuje on inspektora do spraw zgodności z przyczyn braku niezależności lub kompetencji zawodowych na wniosek organu regulacyjnego.			

Art. 51 ust. 1	Rozbudowa sieci i uprawnienia do podejmowania decyzji inwestycyjnych 1. Przynajmniej co dwa lata operatorzy systemów przesyłowych przedstawiają organowi regulacyjnemu dziesięcioletni plan rozwoju sieci oparty na istniejących i prognozowanych dostawach i zapotrzebowaniu, po konsultacji ze wszystkimi właściwymi zainteresowanymi stronami. Ten plan rozwoju sieci zawiera skuteczne środki w celu zagwarantowania wystarczalności systemu i bezpieczeństwa dostaw. Operator systemu przesyłowego publikuje dziesięcioletni plan rozwoju sieci na swojej stronie internetowej.	T	Art. 1 pkt 40 lit. c, e, m projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 16 ust. 2, 5, 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 16: 2. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządzają plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata. 5. Plan, o którym mowa w ust. 1, sporządzany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmuje dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, sporządzaną na okres nie krótszy niż: 1) 15 lat – w przypadku operatora systemu przesyłowego; 2) 10 lat – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego. 24. Operator systemu przesyłowego gazowego publikuje i na bieżąco aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno-pomiarowymi tych punktów
Art. 51 ust. 2 i 3	2. W szczególności dziesięcioletni plan rozwoju sieci: a) wskazuje uczestnikom rynku najważniejszą infrastrukturę przesyłową, którą należy zbudować lub zmodernizować w ciągu następnych dziesięciu lat; b) zawiera wszelkie inwestycje, o których już zadecydowano, i określa nowe inwestycje, które muszą być zrealizowane w ciągu najbliższych trzech lat; oraz c) określa ramy czasowe dla wszystkich projektów inwestycji. 3. Przy opracowywaniu dziesięcioletniego planu rozwoju sieci operator systemu przesyłowego w pełni uwzględnia potencjał wykorzystania odpowiedzi odbioru, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów jako rozwiązania alternatywnego dla rozbudowy systemu, jak również przewidywane zużycie i handel z innymi krajami oraz plany inwestycyjne dotyczące sieci ogólnounijnych i regionalnych.	T	Art. 1 pkt 44 lit. a, b, e projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 4 i 7 w art. 16 ust. 1, oraz ust. 1a i pkt 5–7 w ust.7 w art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 16: a) w ust. 1: – pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/943 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych;”, – w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „6) krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady

			energetyczn e	94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 321 z 21.12.2018, str. 1) – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii elektrycznej;”, b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. W planie, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii może uwzględnić wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.”, e) w ust. 7: – pkt 5–7 otrzymują brzmienie: „5) przewidywany sposób finansowania inwestycji, w tym wyodrębnioną część dotyczącą zakresu i sposobu wykorzystania środków finansowania innych niż taryfa; 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów, w tym wyodrębnioną część dotyczącą przyznanych subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych lub wsparcia w innej formie, pozyskanego lub możliwego do pozyskania z krajowych, unijnych i międzynarodowych funduszy lub programów; 7) planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a.”, – w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9 w brzmieniu: „9) cele oraz przewidywane efekty przedsięwzięć, o których mowa w pkt 2–4.”,
Art. 51 ust. 4	4. Organ regulacyjny konsultuje się w sprawie dziesięcioletniego planu rozwoju sieci ze wszystkimi obecnymi lub potencjalnymi użytkownikami systemu w sposób otwarty i przejrzysty. Od osób lub przedsiębiorstw, które twierdzą, że są potencjalnymi użytkownikami systemu, można wymagać uzasadnienia tych twierdzeń. Organ regulacyjny podaje do publicznej wiadomości wyniki procesu konsultacji, w szczególności możliwe potrzeby inwestycyjne.	T	Art. 1 pkt 44 lit. j projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 16 ust. 15 ustawy z	„15. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego konsultują projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4 pkt 2, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt ten na swojej stronie internetowej i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag, nie

			dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	krótszy niż 21 dni. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zamieszczawyniki konsultacji na swojej stronie internetowej.”,
Art. 51 ust. 5	5. Organ regulacyjny bada, czy dziesięcioletni plan rozwoju sieci obejmuje wszystkie potrzeby inwestycyjne określone w procesie konsultacji i czy jest spójny z niewiążącym dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym („plan rozwoju sieci o zasięgu unijnym”), o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) rozporządzenia (UE) 2019/943. Jeżeli pojawią się jakiegokolwiek wątpliwości co do spójności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, organ regulacyjny konsultuje się z ACER. Organ regulacyjny może zwrócić się do operatora systemu przesyłowego, aby zmienił swój dziesięcioletni plan rozwoju sieci. Właściwe organy krajowe oceniają, czy dziesięcioletni plan rozwoju sieci jest spójny z krajowym planem w dziedzinie energii i klimatu przedłożonym zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/1999.	T	Art. 1 pkt 44 lit. k projektu ustawy w zakresie dodania ust. 15b w art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 16: 15b. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia projekt planu, o którym mowa w ust. 2 i 4 oraz jego aktualizację, w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku. W przypadku projektu planu sporządzonego przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator ten przedkłada projekt planu, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 4 pkt 2, oraz jego aktualizację, po przeprowadzeniu konsultacji, o których mowa w ust. 15, wraz z wynikami tych konsultacji.”,
Art. 51 ust. 6–9	6. Organ regulacyjny monitoruje i ocenia wdrażanie dziesięcioletniego planu rozwoju sieci. 7. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego – z przyczyn innych niż nadrzędne przyczyny niezależne od niego – nie zrealizuje inwestycji, która zgodnie z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci miała być zrealizowana w ciągu najbliższych trzech lat, państwa członkowskie zapewniają, aby organ regulacyjny został zobowiązany do zastosowania co najmniej jednego z następujących środków w celu zapewnienia realizacji danej inwestycji, jeżeli inwestycja ta jest w dalszym ciągu istotna w oparciu o najnowszy dziesięcioletni plan rozwoju sieci: a) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zrealizowania danej inwestycji; b) zorganizowanie otwartej dla wszystkich inwestorów procedury przetargowej na daną inwestycję; lub	N	Art. 16 ust. 18 i art. 23 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 16: 18. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 30 kwietnia, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z realizacji tego planu. Art. 23: 2a. Prezes URE w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 20, w szczególności sporządza raport przedstawiający i oceniający: 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3. .

	c) zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zaakceptowania podwyższenia kapitału, aby sfinansować niezbędne inwestycje i umożliwić niezależnym inwestorom udział w kapitale. 8. W przypadku gdy organ regulacyjny wykonuje swoje uprawnienia zgodnie z ust. 7 lit. b), może on zobowiązać operatora systemu przesyłowego do zaakceptowania jednego lub większej liczby poniższych warunków: a) finansowania przez jakąkolwiek stronę trzecią; b) budowy przez jakąkolwiek stronę trzecią; c) samodzielnej budowy odpowiedniego aktywu; d) samodzielnej eksploatacji odpowiedniego aktywu. Operator systemu przesyłowego udziela inwestorom wszystkich informacji niezbędnych do realizacji inwestycji, przyłącza nowe aktywa do sieci przesyłowej oraz dokłada wszelkich starań, aby ułatwić realizację projektu tej inwestycji. Stosowne uzgodnienia dotyczące finansowania podlegają zatwierdzeniu przez organ regulacyjny. 9. Jeżeli organ regulacyjny skorzystał z uprawnień zgodnie z ust. 7, odpowiednie uregulowania taryfowe uwzględniają koszty danych inwestycji.			
Art. 52 ust. 1	Wyznaczenie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych 1. Przed zatwierdzeniem i wyznaczeniem przedsiębiorstwa jako operatora systemu przesyłowego musi ono uzyskać certyfikację zgodnie z procedurami określonymi w ust. 4, 5 i 6 niniejszego artykułu oraz w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943.	N	Art. 9h ¹ ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h ¹ . 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, zwany dalej „certyfikatem niezależności”, albo w przypadku wskazanym w ust. 6.
Art. 52 ust. 2	2. Przedsiębiorstwa, które uzyskały certyfikację od organu regulacyjnego jako spełniające wymogi art. 43, zgodnie z przedstawioną poniżej procedurą certyfikacji, są zatwierdzane i wyznaczane przez państwa członkowskie jako operatorzy systemów przesyłowych. Informacja o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych zgłaszana jest Komisji oraz publikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.	N	Art. 9h ¹ ust. 2 – 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności: 1) na wniosek właściciela sieci przesyłowej, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 1, albo przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, złożony w terminie 30 dni od dnia: a) doręczenia decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji, albo b) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania

				obowiązków operatora z przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w odniesieniu do sieci lub instalacji będących jego własnością; 2) z urzędu, w przypadku braku wniosku, o którym mowa w pkt 1; 3) na wniosek Komisji Europejskiej. 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przed przyznaniem certyfikatu niezależności zajmuje stanowisko w sprawie jego przyznania i przekazuje je Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a. 4. Jeżeli Komisja Europejska nie wyda opinii, o której mowa w ust. 3, w terminie: 1) dwóch miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie, 2) czterech miesięcy od dnia wystąpienia o jej wydanie – w przypadku zwrócenia się Komisji Europejskiej do Agencji, danego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub innego zainteresowanego podmiotu z wnioskiem o zajęcie stanowiska – przyjmuje się, że opinia Komisji Europejskiej jest pozytywna. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat niezależności, w terminie dwóch miesięcy od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 3, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4. 6. Jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie wyda decyzji, o której mowa w ust. 5, w terminie 2 miesięcy od dnia wydania przez Komisję Europejską pozytywnej opinii albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, przyjmuje się, że certyfikat niezależności został przyznany. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznaje certyfikat niezależności przedsiębiorstwu energetycznemu, z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego, jeżeli: 1) przedsiębiorstwo to spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a; 2) przedsiębiorstwo to wykazało zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c oraz rozporządzenia, o którym

				mowa w art. 9h ust. 7 pkt 6, w tym dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi i technicznymi; 3) umowa, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, zapewnia temu przedsiębiorstwu wykonywanie obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2; 4) właściciel sieci przesyłowej wykazał zdolność do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12. 8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o przyznaniu certyfikatu niezależności, o odmowie przyznania certyfikatu niezależności, albo w przypadku wskazanym w ust. 6. 9. Decyzję, o której mowa w ust. 5, wraz z opinią Komisji Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.
Art. 52 ust. 3	3. Operatorzy systemów przesyłowych powiadamiają organ regulacyjny o wszelkich planowanych transakcjach, które mogą wymagać powtórnej oceny ich zgodności z wymogami art. 43.	N	Art. 9h ¹ ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	10. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu przyznano certyfikat niezależności albo w przypadku wskazanym w ust. 6, jest obowiązane poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o planowanych transakcjach lub działaniach, które mogą mieć wpływ na spełnianie przez to przedsiębiorstwo kryteriów niezależności, w terminie 14 dni od dnia podjęcia decyzji lub powzięcia wiadomości o tych transakcjach lub działaniach.
Art. 52 ust. 4	4. Organy regulacyjne monitorują stałe przestrzeganie przez operatorów systemów przesyłowych wymogów art. 43. Wszczynają one procedurę certyfikacji w celu zapewnienia takiej zgodności: a) po złożeniu przez operatora systemu przesyłowego powiadomienia zgodnie ust. 3; b) z własnej inicjatywy, jeżeli dowiedziały się, że planowana zmiana w zakresie praw lub wpływu wobec właścicieli systemów przesyłowych lub operatorów systemów przesyłowych może doprowadzić do naruszenia art. 43, lub w przypadku gdy mają podstawy, aby sądzić, że takie naruszenie mogło mieć miejsce; lub c) na podstawie uzasadnionego wniosku Komisji.	N	Art. 9h ¹ ust. 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sprawdza spełnianie przez operatora, o którym mowa w ust. 1, kryteriów niezależności: 1) po przekazaniu przez tego operatora informacji, o której mowa w ust. 10; 2) z urzędu, w przypadku powzięcia uzasadnionych wątpliwości co do spełniania tych kryteriów; 3) na uzasadniony wniosek Komisji Europejskiej.
Art. 52 ust. 5	5. Organy regulacyjne przyjmują decyzję w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego w terminie czterech miesięcy od daty powiadomienia przez operatora systemu przesyłowego lub od daty wniosku Komisji. Po	N	Art. 9h ¹ ust. 5 i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia	5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat niezależności, w terminie dwóch miesięcy

	upływie tego terminu certyfikację uznaje się za przyznaną. Wyrażna lub dorozumiana decyzja organu regulacyjnego staje się skuteczna dopiero po zakończeniu procedury określonej w ust. 6.		1997 r. – Prawo energetyczne	od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 3, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4. 6. Jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie wyda decyzji, o której mowa w ust. 5, w terminie 2 miesięcy od dnia wydania przez Komisję Europejską pozytywnej opinii albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, przyjmuje się, że certyfikat niezależności został przyznany.
Art. 52 ust. 6	6. Organ regulacyjny niezwłocznie powiadamia Komisję o wyrażnej lub dorozumianej decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego, przekazując jednocześnie wszystkie stosowne informacje dotyczące tej decyzji. Komisja stanowi zgodnie z procedurą ustanowioną w art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943.	N	Art. 9h ¹ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o przyznaniu certyfikatu niezależności, o odmowie przyznania certyfikatu niezależności, albo w przypadku wskazanym w ust. 6. 9. Decyzję, o której mowa w ust. 5, wraz z opinią Komisji Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.
Art. 52 ust. 7	7. Organy regulacyjne oraz Komisja mogą się zwrócić do operatorów systemów przesyłowych i do przedsiębiorstw prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw o dostarczenie wszelkich informacji istotnych z punktu widzenia wypełniania ich zadań zgodnie z niniejszym artykułem.	N	Art. 28 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 28. 1. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu przywożącego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. Ponadto wynika to z art. 51 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54).”.
Art. 52 ust. 8	8. Organy regulacyjne oraz Komisja zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.	N		Wynika to z art. 51 ust. 4 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54).”.
Art. 53 ust. 1	Certyfikacja w odniesieniu do państw trzecich 1. W przypadku gdy o certyfikację zwraca się właściciel systemu przesyłowego lub operator systemu przesyłowego, który jest kontrolowany przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich, organ regulacyjny powiadamia o tym Komisję. Organ regulacyjny powiadamia również niezwłocznie Komisję o wszelkich okolicznościach, które mogłyby	N	Art. 9h ² ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h ² . 1. W przypadku: 1) gdy o przyznanie certyfikatu niezależności wystąpi właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, na które podmiot z państwa niebędącego państwem członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wywiera decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c,

	prowadzić do uzyskania kontroli nad systemem przesyłowym lub nad operatorem systemu przesyłowego przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich.			2) wystąpienia okoliczności, w wyniku których podmiot, o którym mowa w pkt 1, może wywierać decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, na operatora systemu przesyłowego albo na sieć przesyłową – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie czterech miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności lub wystąpienia okoliczności, przekazuje Komisji Europejskiej stanowisko wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne wymagań określonych w art. 9d ust. 1 i 1a oraz wpływu przyznania im certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej.
Art. 53 ust. 2	2. Operator systemu przesyłowego powiadamia organ regulacyjny o wszelkich okolicznościach, które mogłyby prowadzić do uzyskania kontroli nad systemem przesyłowym lub nad operatorem systemu przesyłowego przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich.	N	Art. 9h ² ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	9. Operator systemu przesyłowego niezwłocznie informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu okoliczności, o których mowa w ust. 1 pkt 2.
Art. 53 ust. 3	3. Organ regulacyjny przyjmuje projekt decyzji w sprawie certyfikacji operatora systemu przesyłowego w terminie czterech miesięcy od daty powiadomienia przez operatora systemu przesyłowego. Organ regulacyjny odmawia certyfikacji, jeżeli: a) nie wykazano, że dany podmiot spełnia wymogi art. 43; oraz b) organowi regulacyjnemu lub innemu właściwemu krajowemu organowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie nie wykazano, że udzielenie certyfikacji nie stworzy zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii w danym państwie członkowskim i w Unii; mając na uwadze tę kwestię, organ regulacyjny lub inny właściwy krajowy organ uwzględnia: (i) prawa i zobowiązania Unii względem tego państwa trzeciego, wynikające z prawa międzynarodowego, w tym również z jakiegokolwiek umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii;	N	Art. 9h ² ust. 1 – 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9h ² . 1. W przypadku: 1) gdy o przyznanie certyfikatu niezależności wystąpi właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, na które podmiot z państwa niebędącego państwem członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wywiera decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, 2) wystąpienia okoliczności, w wyniku których podmiot, o którym mowa w pkt 1, może wywierać decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, na operatora systemu przesyłowego albo na sieć przesyłową – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie czterech miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności lub wystąpienia okoliczności, przekazuje Komisji Europejskiej stanowisko wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne wymagań określonych w art. 9d ust. 1 i 1a oraz wpływu przyznania im

	(ii) prawa i zobowiązania danego państwa członkowskiego względem tego państwa trzeciego, wynikające z umów zawartych z tym państwem trzecim, w zakresie, w jakim są one zgodne z prawem Unii; oraz (iii) inne szczególne fakty i okoliczności dotyczące danego przypadku i danego państwa trzeciego.			certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przed przyznaniem certyfikatu niezależności występuje do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą: 1) praw i obowiązków Unii Europejskiej wobec państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umów zawartych pomiędzy Unią Europejską a jednym lub większą liczbą tych państw dotyczących dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej; 2) praw i obowiązków Rzeczypospolitej Polskiej wobec państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, wynikających z umów zawartych z tym państwem, w takim zakresie w jakim są one zgodne z prawem Unii Europejskiej; 3) innych okoliczności mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej, dotyczących państwa, o którym mowa w ust. 1 pkt 1. 3. Minister właściwy do spraw zagranicznych przedstawia opinię, o której mowa w ust. 2, w terminie 21 dni od dnia otrzymania wystąpienia o jej przedstawienie. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia przyznania certyfikatu niezależności w przypadku, gdy nie wykazano, że: 1) właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, spełnia wymagania określone w art. 9d ust. 1 i 1a; 2) przyznanie certyfikatu niezależności nie spowoduje zagrożenia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawiając przyznania certyfikatu niezależności w przypadku, o którym mowa w ust. 5 pkt 2, bierze pod uwagę opinię, o której mowa w ust. 2.
Art. 53 ust. 4	4. Organ regulacyjny niezwłocznie powiadamia Komisję o decyzji, przekazując jednocześnie wszystkie stosowne informacje dotyczące tej decyzji.	N	Art. 9h ² ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę opinię Komisji Europejskiej, o której mowa w ust. 1, w drodze decyzji, przyznaje albo odmawia przyznania certyfikatu niezależności, w terminie dwóch miesięcy od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 1, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, oraz niezwłocznie powiadamia o tej decyzji Komisję Europejską.

			energetyczn e	
Art. 53 ust. 5	5. Państwa członkowskie zapewniają, aby organ regulacyjny lub wyznaczony właściwy organ, o którym mowa w ust. 3 lit. b – przed przyjęciem decyzji w sprawie certyfikacji przez organ regulacyjny – wystąpił z wnioskiem do Komisji o opinię: a) czy dany podmiot spełnia wymogi art. 43; oraz b) czy przyznanie certyfikacji nie będzie stanowiło zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii do Unii.	N	Art. 9h ² ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 9h². 1. W przypadku: 1) gdy o przyznanie certyfikatu niezależności wystąpi właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, na które podmiot z państwa niebędącego państwem członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wywiera decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, 2) wystąpienia okoliczności, w wyniku których podmiot, o którym mowa w pkt 1, może wywierać decydujący wpływ, o którym mowa w art. 9d ust. 1c, na operatora systemu przesyłowego albo na sieć przesyłową – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie czterech miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności lub wystąpienia okoliczności, przekazuje Komisji Europejskiej stanowisko wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania wymagań określonych w art. 9d ust. 1 i 1a oraz wpływu przyznania im certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej.
Art. 53 ust. 6	6. Komisja bada wnioski, o którym mowa w ust. 5, niezwłocznie po jego otrzymaniu. W terminie dwóch miesięcy od otrzymania wniosku Komisja wydaje opinię dla organu regulacyjnego lub, jeżeli z wnioskiem wystąpił wyznaczony właściwy organ, dla tego organu. Przygotowując opinię, Komisja może zwrócić się o przedstawienie uwag do ACER, danego państwa członkowskiego i zainteresowanych stron. W przypadku gdy Komisja występuje z takim wnioskiem, okres dwumiesięczny przedłuża się o dwa miesiące. W przypadku gdy Komisja nie wyda opinii w terminie, o którym mowa w akapicie pierwszym i drugim, uznaje się, że Komisja nie zgłasza żadnych zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego.	N		

Art. 53 ust. 7	7. Oceniając, czy kontrola sprawowana przez osobę lub osoby z państwa trzeciego lub z państw trzecich będzie stanowiła zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do Unii, Komisja uwzględnia: a) szczególne okoliczności danego przypadku i danego państwa trzeciego lub państw trzecich; oraz b) prawa i zobowiązania Unii wobec tego państwa trzeciego lub państw trzecich, wynikające z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii.	N		
Art. 53 ust. 8	8. Organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję w sprawie certyfikacji w terminie dwóch miesięcy od upływu terminu, o którym mowa w ust. 6. Przyjmując ostateczną decyzję, organ regulacyjny w najwyższym stopniu uwzględnia opinię Komisji. W każdym przypadku państwa członkowskie mają prawo odmowy certyfikacji w przypadku gdy wydanie certyfikacji stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii tego państwa członkowskiego lub dla bezpieczeństwa dostaw energii innego państwa członkowskiego. W przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło inny właściwy organ krajowy do dokonania oceny, o której mowa w ust. 3 lit. b), może ono wymagać od organu regulacyjnego przyjęcia ostatecznej decyzji zgodnie z oceną dokonaną przez ten właściwy organ krajowy. Ostateczna decyzja organu regulacyjnego publikowana jest wraz z opinią Komisji. W przypadku gdy ostateczna decyzja odbiega od opinii Komisji, dane państwo członkowskie przedstawia i publikuje wraz z decyzją ostateczną jej uzasadnienie.	N	Art. 9h ² ust. 7 i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę opinię Komisji Europejskiej, o której mowa w ust. 1, w drodze decyzji, przyznaje albo odmawia przyznania certyfikatu niezależności, w terminie dwóch miesięcy od dnia wydania opinii, o której mowa w ust. 1, albo od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4, oraz niezwłocznie powiadamia o tej decyzji Komisję Europejską. 8. Decyzję, o której mowa w ust. 7, wraz z opinią Komisji Europejskiej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.
Art. 53 ust. 9	9. Niniejszy artykuł w żaden sposób nie narusza prawa państw członkowskich do wykonywania, zgodnie z prawem Unii, krajowej kontroli sądowej w celu ochrony prawnie uzasadnionych interesów bezpieczeństwa publicznego.	N		
Art. 53 ust. 10	10. Niniejszy artykuł, z wyjątkiem ust. 3 lit. a, stosuje się również do państw członkowskich, które podlegają odstępstwu na mocy art. 66.	N		

Art. 54 ust. 1	Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów przesyłowych 1. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.	T	Art. 9d ¹ ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9d ¹ . 1. Operator systemu elektroenergetycznego nie może być posiadaczem, nie może budować, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii
Art. 54 ust. 2	2. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody lub spełnione są wszystkie następujące warunki: a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej, przejrzystej i wolnej od dyskryminacji procedury przetargowej, która jest przedmiotem przeglądu i zgody organu regulacyjnego, nie uzyskały prawa do bycia właścicielem, tworzenia ani obsługi takich instalacji, ani zarządzania takimi instalacjami lub nie są w stanie świadczyć tych usług terminowo i po rozsądnych kosztach; b) takie instalacje lub usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości są niezbędne dla operatorów systemów przesyłowych do wywiązywania się z obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu przesyłowego i nie są one wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej; oraz c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa oraz przeprowadził ex-ante przegląd możliwości stosowania procedury przetargowej, w tym warunków procedury przetargowej, i udzielił zgody. Organ regulacyjny może opracować wytyczne lub klauzule dotyczące udzielania zamówień w celu wsparcia operatorów systemów przesyłowych w zapewnianiu uczciwej procedury przetargowej.	T	Art. 9d ¹ ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2. Operator systemu elektroenergetycznego może być posiadaczem magazynu energii, budować, obsługiwać magazyn energii lub nim zarządzać pod warunkiem, że: 1) na wniosek operatora Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, uznał magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci i wyraził zgodę by operator systemu elektroenergetycznego go posiadał, budował, zarządzał nim lub obsługiwał ten magazyn energii elektrycznej, albo 2) łącznie spełnione są następujące warunki: a) magazyn energii elektrycznej jest niezbędny operatorowi systemu elektroenergetycznego w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie będzie on wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej, b) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, wyraził zgodę na przeprowadzenie procedury, o której mowa w lit. c oraz zatwierdził warunki przeprowadzania tej procedury przetargowej, c) operator systemu elektroenergetycznego przeprowadził otwartą, przejrzystą i niedyskryminacyjną procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu mającego świadczyć usługi systemowe na rzecz tego operatora z wykorzystaniem magazynu energii będącego w posiadaniu takiego podmiotu lub przez niego wzniesionego, zarządzanego lub obsługiwanego, d) w wyniku przeprowadzenia procedury, o której mowa w lit. c, nie wyłoniono żadnego podmiotu, w szczególności z uwagi na brak możliwości świadczenia usług systemowych w odpowiednich terminach i z uwzględnieniem rozsądnych kosztów realizowanych w oparciu o magazyn energii.

Art. 54 ust. 3	3. Decyzję o przyznaniu odstępstwa zgłasza się Komisji i ACER wraz z odpowiednimi informacjami na temat wniosku i z uzasadnieniem przyznania odstępstwa.	T	Art. 9d ¹ ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	3. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje ją do Komisji Europejskiej oraz Agencji w terminie miesiąca od dnia jej wydania.
Art. 54 ust. 4	4. Organy regulacyjne przeprowadzają w regularnych odstępach czasu, a przynajmniej co pięć lat, konsultacje społeczne dotyczące istniejących instalacji magazynowania energii, aby ocenić potencjalną dostępność i zainteresowanie innych stron inwestowaniem w takie instalacje. Jeżeli wyniki konsultacji społecznych, w ocenie organu regulacyjnego, wskazują, że inne strony są w stanie w sposób efektywny kosztowo być właścicielem, tworzyć lub obsługiwać takich instalacji, lub nimi zarządzać, organ regulacyjny zapewnia stopniowe wycofywanie się operatorów systemów przesyłowych z prowadzenia działań w tym zakresie w terminie 18 miesięcy. W ramach warunków tej procedury organy regulacyjne mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na otrzymanie rozsądnej rekompensaty, w szczególności w celu odzyskania wartości końcowej ich inwestycji w instalacje magazynowania energii.	T	Art. 9d ¹ ust. 4 – 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	4. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadza, przynajmniej raz na pięć lat, konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii, których celem jest ustalenie, czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo, wyznaczając termin na zgłoszenie tego zainteresowania nie krótszy niż 3 miesiące. Informacje o wynikach konsultacji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. 5. Wraz ze zgłoszeniem zainteresowania, o którym mowa w ust. 4, przedkłada się: 1) dokumentację dotyczącą posiadanych środków finansowych; 2) plan budżetu operacyjnego działalności; 3) biznesplan dotyczący wykorzystania magazynu energii oraz jego rozwoju na rynkach energii elektrycznej ze wskazaniem planowanego czasu prowadzenia działalności; 4) dokumentację poświadczającą posiadane zdolności techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności; 5) dokumentację poświadczającą zatrudnianie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ust. 1, gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie magazynów energii; 6) inne dokumenty i informacje uprawdopodobniające możliwość uzyskania prawa do posiadania magazynu energii, jego wznoszenia, zarządzania nim lub do obsługi tego magazynu wraz z infrastrukturą towarzyszącą, niezbędną do jego prawidłowego funkcjonowania. 6. Jeżeli w wyniku konsultacji, o których mowa w ust. 4, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził, że inne podmioty są w stanie w sposób efektywny kosztowo posiadać i wykorzystywać magazyn

				energii, zarządzać nim lub go obsługiwać, zobowiązuje on, w drodze decyzji, operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu energii w terminie 18 miesięcy od dnia jej doręczenia, określając sposób i warunki tego przekazania oraz zasady ustalania i zwrotu operatorowi systemu elektroenergetycznego kapitału zaangażowanego w tę działalność z uwzględnieniem amortyzacji. 7. Wydając decyzję, o której mowa w ust. 6, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki bierze pod uwagę w szczególności dokumenty przedstawione w ramach zgłoszenia, o którym mowa w ust. 5, a także wpływ przekazania magazynu energii na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej i możliwość operatora systemu elektroenergetycznego wywiązania się z obowiązków określonych przepisami prawa.
Art. 54 ust. 5	5. Ust. 4 nie stosuje się do w pełni zintegrowanych elementów sieci ani do zwykłego okresu amortyzacji nowych instalacji magazynowania w akumulatorach, jeżeli ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto do 2024 r., pod warunkiem że takie instalacje magazynowania w akumulatorach: a) zostały podłączone do sieci najpóźniej po dwóch latach od tej daty; b) są włączone do systemu przesyłowego; c) są wykorzystywane wyłącznie do natychmiastowego reaktywnego przywrócenia bezpieczeństwa sieci w sytuacjach awaryjnych, w przypadkach gdy takie przywracanie rozpoczyna się natychmiast i kończy się, gdy normalne redysponowanie może rozwiązać problem; oraz d) nie są wykorzystywane do zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach energii elektrycznej, włączając bilansowanie.	T	Art. 9d ¹ ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	8. Przepisów ust. 4–7 nie stosuje się do: 1) magazynu energii będącego w pełni zintegrowanym elementem sieci; 2) magazynu energii składającego się z akumulatorów, w okresie amortyzacji takiego magazynu energii, pod warunkiem że taki magazyn energii łącznie spełnia następujące warunki: a) został przyłączony do sieci w ciągu dwóch lat od daty, o której mowa w lit. e, b) współpracuje odpowiednio z systemem przesyłowym albo dystrybucyjnym, c) jest wykorzystywany wyłącznie do natychmiastowego przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, a redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943 nie może natychmiastowo przywrócić bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, d) nie jest wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej oraz bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943, e) decyzję inwestycyjną w rozumieniu art. 2 pkt 3a ustawy 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553) podjęto przed dniem 4 lipca 2019 r. – w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo do dnia 31 grudnia 2023 r. – w przypadku operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;

Art. 55	Prawo wglądu do rachunkowości 1. Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy, w tym organy regulacyjne, o których mowa w art. 57, w zakresie, w jakim jest to niezbędne do wykonywania ich zadań, uprawnione są do wglądu do rachunkowości przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z art. 56. 2. Państwa członkowskie i każdy wyznaczony przez nie właściwy organ, w tym również organy regulacyjne, zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Państwa członkowskie mogą przewidzieć ujawnienie takich informacji, jeżeli takie ujawnienie jest niezbędne do wykonywania przez właściwe organy ich funkcji.	N	Art. 28 ust. 1 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 28. 1. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu przywożącego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 1a. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie w postępowaniu w sprawie wydania decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 3e, lub dla wykonywania umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 3. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla: 1) oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 4, art. 8 ust. 1 i 5 oraz art. 9 ust. 1, 4 i 5 rozporządzenia 1227/2011, a także przestrzegania zakazów, o których mowa w art. 3 i art. 5 tego rozporządzenia, 2) prowadzenia monitorowania działalności handlowej, o której mowa w art. 7 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, 3) realizacji obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 16 ust. 4 lit. a rozporządzenia 1227/2011

Art. 56	Rozdział rachunkowości 1. Państwa członkowskie podejmują niezbędne kroki w celu zapewnienia, aby rachunkowość przedsiębiorstw energetycznych prowadzona była zgodnie z ust. 2 i 3. 2. Przedsiębiorstwa energetyczne, niezależnie od ich struktury własności lub formy prawnej, sporządzają, poddają kontroli i publikują swoje roczne sprawozdania finansowe zgodnie z przepisami prawa krajowego dotyczącymi rocznych sprawozdań finansowych spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, spółek komandytowo-akcyjnych lub spółek akcyjnych, przyjętymi zgodnie z dyrektywą 2013/34/UE. Przedsiębiorstwa, które nie mają obowiązku prawnego publikacji rocznych sprawozdań finansowych, przechowują w swojej siedzibie głównej po jednym ich egzemplarzu do wglądu publicznego. 3. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą w swojej wewnętrznej rachunkowości odrębne księgi rachunkowe dla każdego rodzaju swojej działalności w zakresie przesyłu i dystrybucji, tak jak byłyby do tego zobowiązane, gdyby odnośne rodzaje działalności były prowadzone przez odrębne przedsiębiorstwa, w celu uniknięcia dyskryminacji, subsydiowania skrośnego i zakłócenia konkurencji. Prowadzą one również rachunkowość, która może być skonsolidowana, dla innych rodzajów działalności dotyczącej energii elektrycznej niezwiązanych z przesyłem ani dystrybucją. W rachunkowości wykazuje się dochód wynikający z własności systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. W stosownych przypadkach przedsiębiorstwa prowadzą skonsolidowaną rachunkowość dla innych rodzajów działalności niezwiązanej z energią elektryczną. Wewnętrzna rachunkowość obejmuje bilans oraz rachunek zysków i strat dla każdego rodzaju działalności. 4. Kontrola, o której mowa w ust. 2, weryfikuje w szczególności przestrzeganie obowiązku unikania	N	Art. 44 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 44. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie: 1) dostarczania paliw gazowych lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi lub energią, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie; 2) niezwiązanym z działalnością wymienioną w pkt 1. 1a. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania, badania, ogłaszania i przechowywania rocznego sprawozdania finansowego na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1415 oraz z 2021 r. poz. 1598 i 2106), zwanej dalej „ustawą o biegłych rewidentach”, oraz rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 27.05.2014, str. 77 oraz Dz. Urz. UE L 170 z 11.06.2014, str. 66) – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach. 2. W celu spełnienia wymogów mających zapewnić równoprawne traktowanie odbiorców oraz wyeliminowanie subsydiowania skrośnego pomiędzy działalnościami, o których mowa w ust. 1, w ramach ujawnień w informacji dodatkowej rocznego sprawozdania finansowego, o którym mowa w ust. 1a, należy przedstawić odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, przesyłania, dystrybucji lub magazynowania paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także wskazać zasady alokacji aktywów i pasywów oraz kosztów i przychodów do każdej z tych działalności.

	dyskryminacji i subsydiowania skrośnego, o którym mowa w ust. 3.			2a. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, w ramach ujawnień w informacji dodatkowej rocznego sprawozdania finansowego, o którym mowa w ust. 1a, przedstawia odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat odrębnie dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej dla jednostek wytwórczych w rozumieniu tej ustawy, dla których nie zakończył się okres korygowania w rozumieniu tej ustawy, oraz wskazuje zasady alokacji aktywów i pasywów oraz kosztów i przychodów do każdej z tych działalności. 3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2, podlega badaniu przez firmę audytorską zgodnie z wymogami przeprowadzania badań określonymi w art. 66–68 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustawie o biegłych rewidentach oraz rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 537/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymogów dotyczących ustawowych badań sprawozdań finansowych jednostek interesu publicznego, uchylającym decyzję Komisji 2005/909/WE – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach. W sprawozdaniu z badania sprawozdania, o którym mowa w ust. 2, biegły rewident powinien dodatkowo stwierdzić, czy zamieszczone w informacji dodatkowej odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat sporządzone odrębnie dla każdej wykonywanej działalności gospodarczej spełniają wymogi, o których mowa w ust. 2, w zakresie zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców oraz eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy tymi działalnościami. 3a. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 2a, podlega badaniu przez firmę audytorską zgodnie z wymogami przeprowadzania badań określonymi w art. 66–68 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, ustawie o biegłych rewidentach oraz rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 1a – w przypadku jednostek zainteresowania publicznego w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy o biegłych rewidentach. W sprawozdaniu z badania sprawozdania, o którym mowa w ust. 2a, biegły rewident powinien dodatkowo stwierdzić, czy zamieszczone w

				informacji dodatkowej odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunki zysków i strat, o których mowa w ust. 2a, spełniają wymogi, o których mowa w ust. 2a. 4. Sprawozdanie finansowe sporządzane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej powinno zawierać informację o przychodach z tytułu wykonywania prawa własności do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej. 5. Przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące zmiany przyjętych zasad (polityki) rachunkowości, o których mowa w art. 4 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, są obowiązane do zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym informacji o tych zmianach wraz z uzasadnieniem; zmiany te muszą gwarantować porównywalność informacji zawartych w sprawozdaniach finansowych sporządzonych przed wprowadzeniem tych zmian oraz po ich wprowadzeniu. 6. Przedsiębiorstwo energetyczne, które nie jest obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępnia te sprawozdania do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

Art. 57 ust. 1	Wyznaczanie i niezależność organów regulacyjnych 1. Każde państwo członkowskie wyznacza jeden organ regulacyjny na poziomie krajowym.	N	Art. 21 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 21. 1. Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”. 2. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej.
Art. 57 ust. 2	2. Ust. 1 pozostaje bez uszczerbku dla możliwości wyznaczenia innych organów regulacyjnych na poziomie regionalnym w państwach członkowskich, pod warunkiem że istnieje jeden wyższej rangi przedstawiciel pełniący funkcje przedstawicielskie i kontaktowe na poziomie Unii w Radzie Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/942.	N	Art. 23 ust. 2 pkt 14b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 45 lit. a tiret siódmy projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 14b w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: 14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją (skrót od Agencję do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki); Projekt ustawy UC74: Art. 23 ust. 2 : <i>„14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;”</i>
Art. 57 ust. 3	3. W drodze odstępstwa od ust. 1 państwo członkowskie może wyznaczyć organy regulacyjne dla małych systemów w odrębnym geograficznie regionie, w którym zużycie w roku 2008 wyniosło mniej niż 3 % całości	N		Nie dotyczy, ponieważ w Polsce wyznaczony jest jeden organ regulacyjny, zgodnie z art. 57 ust. 1 dyrektywy 2019/944.

	zużycia państwa członkowskiego, do którego należy ten region. Odstępstwo to pozostaje bez uszczerbku dla obowiązku wyznaczenia jednego wyższej rangi przedstawiciela pełniącego funkcje przedstawicielskie i kontaktowe na poziomie Unii w Radzie Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/942.			
Art. 57 ust. 4	4. Państwa członkowskie gwarantują niezależność organu regulacyjnego i zapewniają, aby wykonywał on swoje uprawnienia w sposób bezstronny i przejrzysty. W tym celu państwa członkowskie zapewniają, aby przy wykonywaniu zadań regulacyjnych powierzonych mu na mocy niniejszej dyrektywy i powiązanego ustawodawstwa organ regulacyjny: a) był prawnie odrębny i funkcjonalnie niezależny od innych podmiotów publicznych lub prywatnych; b) zapewniał, aby jego pracownicy oraz osoby odpowiedzialne za zarządzanie nim: (i) działali niezależnie od wszelkich interesów rynkowych; oraz (ii) przy wykonywaniu swoich zadań regulacyjnych nie zwracali się o bezpośrednie polecenia ani nie wykonywali bezpośrednich poleceń któregośkolwiek rządu lub innego podmiotu publicznego lub prywatnego; niniejszy wymóg pozostaje bez uszczerbku dla ścisłej współpracy, w stosownych przypadkach, z innymi właściwymi organami krajowymi oraz dla ogólnych wytycznych polityki opracowanych przez rząd niezwiązanych z uprawnieniami i obowiązkami regulacyjnymi na podstawie art. 59.	N	Art. 21 ust. 2, 2a, 2e, 2l, 4 i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 21 2. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej. 2a. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów, spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru. Prezes Rady Ministrów odwołuje Prezesa URE. 2e. Nabór na stanowisko Prezesa URE przeprowadza zespół, powołany przez Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów z upoważnienia Prezesa Rady Ministrów, liczący co najmniej 3 osoby, których wiedza i doświadczenie dają rękojmię wyłonienia najlepszych kandydatów. W toku naboru ocenia się doświadczenie zawodowe kandydata, wiedzę niezbędną do wykonywania zadań na stanowisku, na które jest przeprowadzany nabór, oraz kompetencje kierownicze. 2f. Ocena wiedzy i kompetencji kierowniczych, o których mowa w ust. 2e, może być dokonana na zlecenie zespołu przez osobę niebędącą członkiem zespołu, która posiada odpowiednie kwalifikacje do dokonania tej oceny. 2l. Prezes URE jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po upływie kadencji Prezes URE pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy. 4. Prezes URE wykonuje zadania, o których mowa w ust. 1, przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”. 6. Prezes Rady Ministrów, w drodze zarządzenia, nadaje statut URE, określający jego organizację wewnętrzną oraz strukturę terenową
Art. 57 ust. 5 lit. a	5. W celu ochrony niezależności organu regulacyjnego państwa członkowskie zapewniają w szczególności, aby: a) organ regulacyjny mógł podejmować samodzielne decyzje, niezależnie od jakichkolwiek podmiotów politycznych;	N	Art. 21 ust. 1 i 2, art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 21. 1. Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”. 2. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej. Art. 23. 1. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

			energetyczn e	
Art. 57 ust. 5 lit. b i c	b) organ regulacyjny miał wszystkie zasoby kadrowe i finansowe, jakich potrzebuje, aby móc skutecznie i wydajnie spełniać swoje obowiązki i wykonywać swoje uprawnienia; c) organ regulacyjny miał odrębne środki w budżecie rocznym i niezależność w wykonywaniu przyznanego budżetu;	N		Co roku w ustawie budżetowej są zapewniane środki finansowe na wykonywanie zadań przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i jego urząd.
Art. 57 ust. 5 lit. d	d) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego byli powoływani na ustaloną kadencję od pięciu do siedmiu lat, z możliwością jednokrotnego odnowienia;	N	Art. 21 ust. 2l i 5d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 21: 2l. Prezes URE jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po upływie kadencji Prezes URE pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy. 5d. Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po upływie kadencji Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy.
Art. 57 ust. 5 lit. e	e) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego byli powoływani w oparciu o obiektywne, przejrzyste i opublikowane kryteria, w wyniku niezależnej i bezstronnej procedury zapewniającej, by kandydaci posiadali umiejętności i doświadczenie niezbędne do zajmowania odpowiednich stanowisk w organie regulacyjnym;	N	Art. 21 ust. 5 – 5d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	5. Wiceprezesa URE powołuje Prezes URE spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru. Prezes URE odwołuje wiceprezesa URE. 5a. Nabór na stanowisko Wiceprezesa Urzędu Regulacji Energetyki przeprowadza zespół, powołany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, liczący co najmniej 3 osoby, których wiedza i doświadczenie dają rękojmię wyłonienia najlepszych kandydatów. W toku naboru ocenia się doświadczenie zawodowe kandydata, wiedzę niezbędną do wykonywania zadań na stanowisku, na które jest przeprowadzany nabór, oraz kompetencje kierownicze. 5b. Do sposobu przeprowadzania naboru na stanowisko, o którym mowa w ust. 5, stosuje się odpowiednio ust. 2b, 2d, 2f, 2g oraz 2i–2k. Informacje o naborze na stanowisko wiceprezesa Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza się przez umieszczenie ogłoszenia w miejscu powszechnie dostępnym w siedzibie urzędu oraz w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. Do ogłoszenia stosuje się przepisy ust. 2c zdanie drugie. 5c. W toku naboru zespół wyłania nie więcej niż 3 kandydatów, których przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. 5d. Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki jest powoływany na pięcioletnią kadencję i może być ponownie powołany tylko raz. Po

				upływie kadencji Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki pełni swoją funkcję do czasu powołania następcy
Art. 57 ust. 5 lit. f	f) obowiązywały przepisy dotyczące konfliktu interesów, a obowiązek zachowania poufności obejmował również okres po zakończeniu mandatu członków zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, okres po zakończeniu mandatu ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego;	N	Art. 4, art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o ograniczeniu prowadzenia działalności gospodarczej przez osoby pełniące funkcje publiczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1110)	Art. 4. Osoby wymienione w art. 1 i 2, w okresie zajmowania stanowisk lub pełnienia funkcji, o których mowa w tych przepisach, nie mogą: 1) być członkami zarządów, rad nadzorczych lub komisji rewizyjnych spółek prawa handlowego lub likwidatorami tych spółek, a także być pełnomocnikami wspólnika, o których mowa w art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i niektórych uprawnieniach pracowników (Dz. U. z 2022 r. poz. 318); 1a) być syndykami lub zastępcami syndyków w postępowaniu upadłościowym lub nadzorcami lub zarządcami w postępowaniu restrukturyzacyjnym; 2) być zatrudnione lub wykonywać innych zajęć w spółkach prawa handlowego, które mogłyby wywołać podejrzenie o ich stronniczość lub interesowność; 3) być członkami zarządów, rad nadzorczych lub komisji rewizyjnych spółdzielni, z wyjątkiem rad nadzorczych spółdzielni mieszkaniowych; 4) być członkami zarządów fundacji prowadzących działalność gospodarczą; 5) posiadać w spółkach prawa handlowego więcej niż 10% akcji lub udziały przedstawiające więcej niż 10% kapitału zakładowego – w każdej z tych spółek; 6) prowadzić działalności gospodarczej na własny rachunek lub wspólnie z innymi osobami, a także zarządzać taką działalnością lub być przedstawicielem czy pełnomocnikiem w prowadzeniu takiej działalności; nie dotyczy to działalności wytwórczej w rolnictwie w zakresie produkcji roślinnej i zwierzęcej, w formie i zakresie gospodarstwa rodzinnego, a także pełnienia funkcji członka zarządu na podstawie umowy o świadczenie usług zarządzania, o której mowa w art. 5 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami (Dz. U. z 2020 r. poz. 1907). Art. 7. 1. Osoby wymienione w art. 1 oraz w art. 2 pkt 1–3 i 6–6c nie mogą przed upływem roku od zaprzestania zajmowania stanowiska lub pełnienia funkcji być zatrudnione lub wykonywać innych zajęć u przedsiębiorcy, jeżeli brały udział w wydaniu rozstrzygnięcia w

				sprawach indywidualnych dotyczących tego przedsiębiorcy; nie dotyczy to decyzji administracyjnych w sprawie ustalenia wymiaru podatków i opłat lokalnych na podstawie odrębnych przepisów, z wyjątkiem decyzji dotyczących ulg i zwolnień w tych podatkach lub opłatach.
Art. 57 ust. 5 lit. g	g) członkowie zarządu organu regulacyjnego lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa organu regulacyjnego mogli zostać odwołani wyłącznie na podstawie ustanowionych przejrzystych kryteriów. W odniesieniu do akapitu pierwszego lit. d) państwa członkowskie zapewniają odpowiedni system rotacji w zarządzie lub ścisłym kierownictwie. Członkowie zarządu lub, w przypadku braku zarządu, ścisłego kierownictwa mogą zostać zwolnieni z pełnienia funkcji w trakcie swojej kadencji jedynie w przypadku, gdy nie spełniają już warunków określonych w niniejszym artykule lub dopuścili się uchybienia w rozumieniu prawa krajowego.	N	Art. 21 ust 2m i 2n ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2m. Prezes URE może zostać odwołany, przez Prezesa Rady Ministrów, przed upływem kadencji, na którą został powołany, wyłącznie w przypadku: 1) rażącego naruszenia prawa; 2) skazania prawomocnym wyrokiem sądu za popełnione umyślnie przestępstwo lub przestępstwo skarbowe; 3) orzeczenia zakazu zajmowania kierowniczych stanowisk lub pełnienia funkcji związanych ze szczególną odpowiedzialnością w organach państwa; 4) choroby trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań; 5) złożenia rezygnacji. 2n. Wiceprezes URE tymczasowo, do czasu powołania nowego Prezesa URE, wykonuje obowiązki Prezesa URE w razie: 1) śmierci Prezesa URE; 2) odwołania Prezesa URE przed upływem kadencji; 3) stwierdzenia nieważności powołania Prezesa URE lub innych przyczyn nieobjęcia urzędu po dokonaniu powołania.
Art. 57 ust. 6	6. Państwa członkowskie mogą ustanowić kontrole ex post rocznych sprawozdań finansowych organów regulacyjnych przez niezależnego rewidenta.	N	Art. 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 24. 1. Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw energii corocznie, w terminie do dnia 30 kwietnia każdego roku, sprawozdanie ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, stosownie do zakresu działania określonego w art. 23 ust. 2, oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.
Art. 57 ust. 7	7. Do dnia 5 lipca 2022 r., a następnie co cztery lata Komisja przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie dotyczące przestrzegania przez organy krajowe zasady niezależności ustanowionej w niniejszym artykule.	N		Przepis dotyczy zadań KE.
Art. 58	Ogólne cele organu regulacyjnego Wykonując zadania regulacyjne określone w niniejszej dyrektywie, organ regulacyjny podejmuje wszelkie rozsądne środki służące realizacji następujących celów w	N	Art. 21 ust. 1 i art. 23 ust. 1 i 2 pkt 3–10, 11c–	Art. 21. 1. Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”.

ramach swoich obowiązków i uprawnień określonych w art. 59, w ścisłym porozumieniu z innymi właściwymi organami krajowymi, w tym z organami ochrony konkurencji, jak również organami, w tym organami regulacyjnymi, z sąsiadujących państw członkowskich i sąsiadujących państw trzecich, w odpowiednich przypadkach, i bez uszczerbku dla ich kompetencji: a) promowanie, w ścisłej współpracy z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich, Komisją oraz ACER, konkurencyjnego, elastycznego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym rynku wewnętrznego energii elektrycznej w Unii, jak również skutecznego otwarcia rynku dla wszystkich odbiorców i dostawców w Unii oraz zapewnienie właściwych warunków wydajnej i niezawodnej eksploatacji sieci energii elektrycznej, przy uwzględnieniu celów długoterminowych; b) rozwój konkurencyjnych i właściwie funkcjonujących transgranicznych rynków regionalnych w Unii z myślą o osiągnięciu celów, o których mowa w lit. a); c) zniesienie ograniczeń w handlu energią elektryczną między państwami członkowskimi, w tym również rozwój odpowiednich transgranicznych zdolności przesyłowych w celu zaspokojenia zapotrzebowania i wzmocnienia integracji rynków krajowych, co może ułatwić swobodny przepływ energii elektrycznej w Unii; d) pomoc w najbardziej efektywnym kosztowo rozwoju bezpiecznych, niezawodnych i skutecznych niedyskryminacyjnych systemów zorientowanych na konsumenta, wspieranie wystarczalności systemu oraz, zgodnie z ogólnymi celami polityki energetycznej, efektywności energetycznej, a także integracji produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na dużą i małą skalę oraz wytwarzania rozproszonego zarówno w sieciach przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, a ponadto ułatwianie ich działania w odniesieniu do innych sieci energetycznych gazu lub energii cieplnej; e) ułatwianie dostępu do sieci dla nowych zdolności wytwórczych i instalacji magazynowania energii, w		14d, 15–22 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 45 lit. a projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia ust. 2 w art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23. 1. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. 2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: 3) ustalanie: a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych, o których mowa w lit. a, c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia, d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców, e) (uchylona) f) wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust. 2f; 3a) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1; 4) (uchylony) 4a) kontrolowanie wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 oraz w art. 49b ust. 1; 5) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16; 6) wyznaczanie operatorów systemu, o których mowa w art. 9h ust. 1, 3 i 9, oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu; 6a) przyznawanie certyfikatu niezależności; 6b) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w niniejszej ustawie oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi;

	szczególności usuwanie barier, które mogłyby uniemożliwić dostęp nowych podmiotów wchodzących na rynek oraz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych; f) zapewnianie, aby operatorzy systemów i użytkownicy systemu otrzymywali stosowne zachęty, zarówno krótko-, jak i długoterminowe, w celu zwiększenia wydajności, a zwłaszcza efektywności energetycznej, w zakresie działania sieci oraz rozwijania integracji rynkowej; g) zapewnianie odbiorcom korzyści przez skuteczne funkcjonowanie rynku krajowego, wspieranie skutecznej konkurencji oraz pomoc w zapewnieniu wysokiego poziomu ochrony konsumentów w ścisłej współpracy z właściwymi organami ochrony konsumentów; h) pomoc w osiąganiu wysokich standardów usługi powszechnej i usługi publicznej w odniesieniu do dostaw energii elektrycznej, przyczynianie się do ochrony odbiorców wrażliwych oraz do zgodności procesów wymiany niezbędnych danych w przypadku zmiany dostawcy przez odbiorcę.		6c) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych; 6d) wydawanie decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 3e; 7) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 i art. 4e ust. 1; 8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji, o których mowa w art. 9g, oraz ich zmiany; 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących: a) wyłaniania sprzedawców z urzędu, b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną; 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej; 11c) rozstrzyganie spraw w zakresie określonym w art. 8a; 11d) zatwierdzanie wymogów ogólnego stosowania, o których mowa w art. 9ga ust. 1; 11e) rozstrzyganie spraw w zakresie określonym w art. 7 ust. 8 rozporządzenia 2016/631, art. 6 ust. 8 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 5 ust. 8 rozporządzenia 2016/1447; 12) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1; 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie; 13a) podejmowanie działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy, b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych; 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję; 14a) współdziałanie z organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem kapitałowym, o którym mowa w art. 1 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 lipca 2006 r. o nadzorze nad rynkiem finansowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 2059) w zakresie niezbędnym do właściwego wykonywania zadań określonych w ustawie;

				14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym oraz w celu spójnego stosowania prawa Unii Europejskiej w odniesieniu do gazociągów międzysystemowych; 14c) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji; 14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności tych decyzji; 15) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych; 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf; 17) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;

				18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku: a) (uchylona) b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia, c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji: – opalanych paliwami węglowymi, – opalanych paliwami gazowymi, – opalanych olejem opałowym, – stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, d) średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych – w poprzednim roku kalendarzowym; 18a) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, oraz ogłaszanie sposobu ich obliczania; 19) (uchylony) 19a) przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji, o których mowa w art. 9c ust. 11; 19b) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, zwanym dalej „rozporządzeniem 1227/2011”, oraz współpraca z Agencją, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków określonych w rozporządzeniu 1227/2011;

				20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie: a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym, c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci, d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych, e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej, g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44; 21) (uchylony) 21a) (uchylony) 21b) kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego na zasadach określonych w ustawie; 21c) prowadzenie w postaci elektronicznej: a) rejestru podmiotów przywożących, b) wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji, c) rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję, d) wykazu podmiotów posiadających promesę koncesji,

			e) wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzone lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania, f) wykazu przedsiębiorstw energetycznych, którym cofnięto koncesję, g) wykazu podmiotów, którym koncesja wygasła, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji; 21d) podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów; 21e) wydawanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty oraz kontrolowanie cen i stawek opłat stosowanych w tym systemie; 22) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych. Projekt ustawy UC74: a) w ust. 2: – w pkt 3 w lit. f średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. g oraz h w brzmieniu: „g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;”, – pkt 3a otrzymuje brzmienie: „3a) opracowywanie i zamieszczanie, nie później niż 9 miesięcy przed terminem określonym w art. 16 ust. 15b, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i

				realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”, – po pkt 3a dodaje się pkt 3b w brzmieniu: „3b) kontrolowanie wykonania realizacji planu w zakresie, o którym mowa w art. 16 ust. 18a–18d;”, – pkt 11 otrzymuje brzmienie: „11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;”, – pkt 11b otrzymuje brzmienie: „11b) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 6 ust. 11 akapit drugi i art. 23 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia 715/2009;”, – po pkt 11e dodaje się pkt 11f–11h w brzmieniu: „11f) wykonywanie decyzji Komisji Europejskiej i Agencji; 11g) opracowywanie wytycznych i zaleceń dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności; 11h) ocenę rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług;”, – pkt 14b otrzymuje brzmienie: „14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego

				Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;”, – po pkt 14b dodaje się pkt 14ba w brzmieniu: „14ba) zapewnienie, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej oraz Organizację Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, zwaną dalej „organizacją OSD UE”, ich obowiązków, wynikających z rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz z innych przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, wykonywania decyzji Agencji oraz wspólne wskazywanie przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków;”, – pkt 14d otrzymuje brzmienie: „14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi i kodeksami, o których mowa w rozporządzeniu 2019/943, lub z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności decyzji z tymi aktami;”, – po pkt 18a dodaje się pkt 18b w brzmieniu: „18b) monitorowanie: a) poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej, b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za

				pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym, c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania, d) opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług, e) stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej, f) kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych, g) skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, h) zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń, i) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku gdy uzna to za konieczne, powiadamianie o takich praktykach Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych, k) realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1, l) funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju;”, – uchyla się pkt 19a, – w pkt 21c w lit. g średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. h–j w brzmieniu: „h) wykazu agregatorów, i) wykazu linii bezpośrednich,

				j) wykazu obywatelskich społeczności energetycznych;”,
Art. 59 ust. 1 lit. a	Art. 59. Obowiązki i uprawnienia organu regulacyjnego 1. Do obowiązków organu regulacyjnego należy: a) ustalanie lub zatwierdzanie, na podstawie przejrzystych kryteriów, taryf przesyłowych lub dystrybucyjnych lub metod ich ustalania lub zarówno taryf, jak i metod;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach;
Art. 59 ust. 1 lit. b	b) zapewnienie wykonywania przez operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz, w stosownych przypadkach, właścicieli systemu, jak również wykonywania przez wszelkie przedsiębiorstwa energetyczne i innych uczestników rynku ich obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie, rozporządzeniu (UE) 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, a także wykonywania decyzji ACER;	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret czwarty projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 11 w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: 11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;
Art. 59 ust. 1 lit. c	c) w ścisłej współpracy z pozostałymi organami regulacyjnymi, zapewnienie wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie, rozporządzeniu (UE) 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, a także wykonywania decyzji ACER oraz wspólne wskazywanie przypadków niewykonywania	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret ósmy, oraz lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 14ba w art. 23 ust. 2	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: 14ba) zapewnienie, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej oraz Organizację Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, zwaną dalej „organizacją OSD UE”, ich obowiązków, wynikających z rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz z innych przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, wykonywania decyzji Agencji oraz wspólne

	przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków; jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od rozpoczęcia konsultacji w celu wspólnego wskazania przypadków niewykonywania, sprawę przekazuje się do decyzji ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia (UE) 2019/942;		i dodanie ust. 9 w art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	wskazywanie przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków;”, c) dodaje się ust. 8 i 9 w brzmieniu: 9. W przypadku gdy Prezes URE nie osiągnie porozumienia z organami regulacyjnymi w celu wspólnego wskazywania przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków wynikających z rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz w innych przepisach prawa Unii Europejskiej w terminie 4 miesięcy od dnia rozpoczęcia konsultacji, sprawę przekazuje się do decyzji Agencji zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 22).”;
Art. 59 ust. 1 lit. d	d) zatwierdzanie produktów i procedury udzielania zamówień w odniesieniu do usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości;	T	Art. 1 pkt 23 lit. b, d i h projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4a i 4b, 5e i 5f oraz 7a w art. 9c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9g: b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu: „4a. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera także: 1) katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora, który może zawierać wykaz standardowych produktów rynkowych dla tych usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości; 4) zasady koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz z usług mających wpływ na pracę sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub koordynowanej sieci 110 kV. 4b. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, o których mowa w ust. 4a, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedurach rynkowych.” d) po ust. 5d dodaje się ust. 5e i 5f w brzmieniu:

				„5e. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawiera także: 1) specyfikację usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności zamawianych przez tego operatora oraz może zawierać wykaz znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności. 5f. operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje usługi, o których mowa w ust. 5e, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.” f) po ust. 7 dodaje się ust. 7a–7d w brzmieniu: „7a. Decyzją, o której mowa w ust. 7 i 8, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może zatwierdzić instrukcję, jeżeli nie są spełnione kryteria określone odpowiednio w ust. 4b i 5f, w odniesieniu do jednej usługi systemowej niedotyczącej częstotliwości lub usługi elastyczności albo większej liczby usług systemowych niedotyczących częstotliwości lub usług elastyczności, w przypadku gdy świadczenie danej usługi w warunkach rynkowych nie jest efektywne ekonomicznie.

Art. 59 ust. 1 lit. e i f	e) wdrażanie kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59, 60 i 61 rozporządzenia (UE) 2019/943 za pomocą środków krajowych lub, jeżeli jest to wymagane, skoordynowanych środków regionalnych lub ogólnounijnych; f) współpraca w kwestiach transgranicznych z organem lub organami regulacyjnymi odnośnych państw członkowskich oraz z ACER, w szczególności przez udział w pracach Rady Organów Regulacyjnych ACER zgodnie z art. 21 rozporządzenia (UE) 2019/942;	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret siódmy projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 14b w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: „14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;”
Art. 59 ust. 1 lit. g	g) wykonywanie i wdrażanie wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Komisji i ACER;	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret szósty projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 11f w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: 11f) wykonywanie decyzji Komisji Europejskiej i Agencji;
Art. 59 ust. 1 lit. h	h) zapewnienie, by operatorzy systemów przesyłowych udostępniali w jak największym stopniu zdolności w zakresie połączeń wzajemnych zgodnie z art. 16 rozporządzenia (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 5 lit. a tiret czwarty projektu ustawy w zakresie zmiany	11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków

			brzmienia pkt 11 w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;”,
Art. 59 ust. 1 lit. i	i) przedkładanie właściwym organom państw członkowskich, Komisji i ACER corocznego sprawozdania z działalności i z wypełniania obowiązków organu regulacyjnego, w tym z zastosowanych środków oraz uzyskanych wyników w zakresie każdego z zadań wymienionych w niniejszym artykule;	T	Art. 1 pkt 47 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 24c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 24c. Prezes URE składa Komisji i Agencji, w terminie do dnia 31 lipca każdego roku, sprawozdanie ze swojej działalności stosownie do zakresu działania w zakresie energii elektrycznej, określonego w art. 23 ust. 2, w tym z zastosowanych przez siebie środków oraz uzyskanych na skutek ich zastosowania wyników.
Art. 59 ust. 1 lit. j	j) zapewnianie, aby nie występowało subsydiowanie skróśne między działalnością w zakresie przesyłu, dystrybucji i dostaw lub innymi rodzajami działalności dotyczącej lub nie dotyczącej energii elektrycznej	N	Art. 46 ust. 3, art. 23 ust. 2, art. 47 ust. 2e, art. 56 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 46 ust. 3: 3. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skróśnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat. Art. 23. 2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: 1) udzielanie i cofanie koncesji;

				2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach; 3) ustalanie: a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych, o których mowa w lit. a, c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia, d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców, f) wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust. 2f; 6) wyznaczanie operatorów systemu, o których mowa w art. 9h ust. 1, 3 i 9, oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu; 6a) przyznawanie certyfikatu niezależności; 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących: a) wyłaniania sprzedawców z urzędu, b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną; 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej; 11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca

				2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 i art. 18 rozporządzenia 714/2009; 11d) zatwierdzanie wymogów ogólnego stosowania, o których mowa w art. 9ga ust. 1; 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie; 13a) podejmowanie działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy, b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych; 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję; 14a) współdziałanie z organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem kapitałowym, o którym mowa w art. 1 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 lipca 2006 r. o nadzorze nad rynkiem finansowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 660 i 872) w zakresie niezbędnym do właściwego wykonywania zadań określonych w ustawie; 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf; Art. 47 2e. Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2, w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju. Art. 56. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto:

				5) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;
Art. 59 ust. 1 lit. k	k) monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych, a także zamieszczanie w sprawozdaniu rocznym oceny planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym; ocena taka może zawierać zalecenia wprowadzenia zmian w planach inwestycyjnych;	N	Art. 23 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23: 2a. Prezes URE w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 20, w szczególności sporządza raport przedstawiający i oceniający: 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3.
Art. 59 ust. 1 lit. l	l) monitorowanie i ocena wyników działalności operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie rozwoju inteligentnej sieci, która sprzyja efektywności energetycznej i integracji energii ze źródeł odnawialnych, prowadzone w oparciu o ograniczony zestaw wskaźników, oraz publikowanie co dwa lata sprawozdania krajowego, łącznie z zaleceniami;	N	Art. 56 ust. 1 pkt 1c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 56. 1. Karze pieniężnej podlega ten, kto: 1c) nie przedstawia informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l, art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f, ust. 9–9b i 14, art. 9d ust. 8, art. 11c ust. 3, art. 11e ust. 5 i art. 16 ust. 21 i 22, lub nie przekazuje kopii umowy, o której mowa w art. 9c ust. 13, lub jej każdorazowej zmiany
Art. 59 ust. 1 lit. m	m) ustalanie i zatwierdzanie standardów i wymogów jakości usług i jakości dostaw lub przyczynianie się do tego wraz z innymi właściwymi organami oraz monitorowanie zgodności i dokonywanie przeglądu dotychczasowego funkcjonowania zasad dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności sieci;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji, o których mowa w art. 9g, oraz ich zmiany;
Art. 59 ust. 1 lit. n	n) monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym cen hurtowych, oraz zapewnianie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej wymogów w zakresie przejrzystości;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 19b ustawy z dnia 10	19b) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości

			kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	hurtowego rynku energii, zwanym dalej „rozporządzeniem 1227/2011”, oraz współpraca z Agencją, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków określonych w rozporządzeniu 1227/2011;
Art. 59 ust. 1 lit. o i p	o) monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej, a także cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, w tym systemów przedpłat, wpływu umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej i używania inteligentnych systemów opomiarowania, częstotliwości zmian dostawców, częstotliwości odłączenia od sieci, opłat za usługi w zakresie utrzymania, wykonania usług w zakresie utrzymania, stosunku cen dla gospodarstw domowych do cen hurtowych, kształtowania się taryf i opłat sieciowych oraz skarg zgłaszanych przez odbiorców będących gospodarstwami domowymi, jak również wszelkich zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym poprzez dostarczanie wszelkich stosownych informacji oraz przekazywaniem właściwym krajowym organom ochrony konkurencji wszelkich istotnych przypadków; p) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym dostawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w stosownych przypadkach powiadamianie o takich praktykach krajowych organów ochrony konkurencji;	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret dziesiąty projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 18b lit. a–k w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: „18b) monitorowanie: a) poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej, b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym, c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku. raportu z tego monitorowania, d) opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług, e) stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej, f) kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych, g) skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, h) zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń, i) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne

				zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku gdyż uzna to za konieczne powiadamianie o takich praktykach Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych, k) realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1;”;
Art. 59 ust. 1 lit. q	q) monitorowanie czasu potrzebnego operatorom systemów przesyłowych i operatorom systemów dystrybucyjnych do wykonania przyłączeń i napraw;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c: 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie: c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci,”
Art. 59 ust. 1 lit. r	r) pomoc w zapewnieniu, przy udziale innych właściwych organów, aby środki ochrony konsumentów były skuteczne i egzekwowane;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 13a, 14 i 21d ustawy z dnia 10 kwietnia	13a) podejmowanie działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy,

			1997 r. – Prawo energetyczn e	b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych; 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję; 21d) podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów;
Art. 59 ust. 1 lit. s	s) publikowanie co najmniej raz w roku zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen dostaw z art. 5 oraz w stosownych przypadkach przekazywanie tych zaleceń organom ochrony konkurencji;	T	Art. 1 pkt 45 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 8 w art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 23: 8. Prezes URE, co najmniej raz w roku, zamieszcza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zalecenia dotyczące zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii i przekazuje te zalecenia, w przypadku gdy uzna to za konieczne, Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
Art. 59 ust. 1 lit. t	t) zapewnianie bez dyskryminacji dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców, opracowania do fakultatywnego wykorzystania łatwego do zrozumienia, ujednoliconego na poziomie krajowym formatu danych dotyczących zużycia oraz zapewnianie wszystkim odbiorcom szybkiego dostępu do tego rodzaju danych zgodnie z art. 23 i 24;	N	Art. 11zb, art. 56 ust. 30m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności: 1) informacje o: a) punkcie poboru energii lub punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących,

			Art. 1 pkt 35 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 8 w art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	b) sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej: – umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, – umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży, c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania, d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania, e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania: – sprzedaż rezerwową, – rezerwową usługę kompleksową; 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa; 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. Projekt UC74: w art. 11zb: a) w ust. 1: – wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności:”, – w pkt 1 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji jego dotyczącej,”, Art. 56 ust. 1: 30m) nie przestrzega obowiązku przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii w postaci i w sposób określony w art. 11zb ust. 1–4 i 6;
Art. 59 ust. 1 lit. u	u) monitorowanie wdrażania zasad dotyczących funkcji i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, dostawców i odbiorców oraz innych uczestników rynku zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943;	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret czwarty projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 11 w art.	11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;”,

			23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	
Art. 59 ust. 1 lit. v	v) monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze i zdolności w zakresie magazynowania w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw;	N	Art. 28 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących: a) wyłaniania sprzedawców z urzędu, b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną;
Art. 59 ust. 1 lit. w i x	w) monitorowanie współpracy technicznej między operatorami systemów przesyłowych z Unii i z krajów trzecich; x) przyczynianie się do zgodności procesów wymiany danych dla najważniejszych procesów rynkowych na poziomie regionalnym;	T	Art. 1 pkt 42 lit. a tiret czwarty projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 11 w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz innych przepisów prawa Unii Europejskiej;”,
Art. 59 ust. 1 lit. y	y) monitorowanie dostępności narzędzi porównywania ofert spełniających wymogi określone w art. 14;	N		Nie dotyczy Prezes URE będzie prowadził porównywarke ofert

Art. 59 ust. 1 lit. z	z) monitorowanie usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i obywatelskich społeczności energetycznych.	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret dziesiąty projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 18b lit. j w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: Do zakresu działania Prezesa URE należy: 18b) monitorowanie: j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych,
Art. 59 ust. 2	2. W przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło, obowiązki monitorowania określone w ust. 1 mogą być wykonywane przez organy inne niż organ regulacyjny. W takim przypadku informacje będące wynikiem tego monitorowania są jak najszybciej udostępniane organowi regulacyjnemu. Bez uszczerbku dla swoich szczególnych kompetencji oraz zgodnie z zasadami lepszego stanowienia prawa organy regulacyjne – zachowując jednocześnie swoją niezależność – konsultują się, w stosownych przypadkach, z operatorami systemów przesyłowych oraz, w stosownych przypadkach, ściśle współpracują z innymi właściwymi organami krajowymi podczas wykonywania obowiązków określonych w ust. 1. Wszelkie zatwierdzenia wydawane przez organ regulacyjny lub ACER na mocy niniejszej dyrektywy pozostają bez uszczerbku dla jakiegokolwiek należycie uzasadnionego przyszłego użycia uprawnień przez organ regulacyjny zgodnie z niniejszym artykułem oraz dla jakichkolwiek sankcji nałożonych przez inne właściwe organy lub przez Komisję.	N	–	Nie dotyczy. Wskazane obowiązki należą wyłącznie do organu regulacyjnego.

Art. 59 ust. 3	3. Państwa członkowskie zapewniają, aby organy regulacyjne otrzymały uprawnienia umożliwiające im skuteczne i szybkie wykonywanie obowiązków, o których mowa w niniejszym artykule. W tym celu organ regulacyjny ma przynajmniej następujące uprawnienia: a) do wydawania wiążących decyzji w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych;	T		Uprawnienie do wydawania wiążących decyzji w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych wynika z szeregu przepisów znajdujących się w ustawie – Prawo energetyczne, przed wszystkim z przepisów ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego, zgodnie z którym, jako centralny organ administracji rządowej (art. 21 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne), został uprawniony do rozstrzygania indywidualnych spraw w drodze decyzji administracyjnych.
	b) do prowadzenia postępowań wyjaśniających w sprawie funkcjonowania rynków energii elektrycznej oraz do podejmowania decyzji i nakładania wszelkich niezbędnych i proporcjonalnych środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji oraz zapewniania właściwego funkcjonowania rynku; w stosownych przypadkach organ regulacyjny jest również uprawniony do współpracy z krajowym organem ochrony konkurencji oraz z organami regulacyjnymi rynków finansowych lub z Komisją przy prowadzeniu postępowań wyjaśniających w zakresie prawa konkurencji;	N	Art. 23b ust. 1 i 23m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23b. 1. Prezes URE przeprowadza kontrolę lub prowadzi postępowanie wyjaśniające w sprawach manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi. Art. 23m. 1. Prezes URE, Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego oraz Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów współpracują i wzajemnie przekazują informacje, w tym informacje prawnie chronione na podstawie odrębnych przepisów, w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań wynikających z rozporządzenia 1227/2011, w tym na potrzeby prowadzonej kontroli lub postępowania wyjaśniającego, o których mowa w art. 23b. Organy te są obowiązane zapewnić ochronę informacji przekazywanych na podstawie rozporządzenia 1227/2011 oraz zapobiegać ich niezgodnemu z prawem wykorzystywaniu. 2. Do przekazywania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów informacji, o których mowa w ust. 1, stosuje się odpowiednio art. 73 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. 3. Organy, o których mowa w ust. 1, mogą zawierać porozumienia o współpracy i wymianie informacji.
	c) do wymagania od przedsiębiorstw energetycznych wszelkich informacji istotnych dla wykonania jego zadań, w tym uzasadnienia każdej odmowy udzielenia dostępu stronom trzecim oraz wszelkich informacji dotyczących środków niezbędnych do wzmocnienia sieci;	N	Art. 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 28. 1. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu przywożącego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

			energetyczne	1a. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie w postępowaniu w sprawie wydania decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 3e, lub dla wykonywania umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 2. (uchylony) 3. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla: 1) oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 4, art. 8 ust. 1 i 5 oraz art. 9 ust. 1, 4 i 5 rozporządzenia 1227/2011, a także przestrzegania zakazów, o których mowa w art. 3 i art. 5 tego rozporządzenia, 2) prowadzenia monitorowania działalności handlowej, o której mowa w art. 7 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, 3) realizacji obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 16 ust. 4 lit. a rozporządzenia 1227/2011 – z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
	d) do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji na przedsiębiorstwa energetyczne, które nie wykonują swoich obowiązków zgodnie z niniejszą dyrektywą, rozporządzeniem (UE) 2019/943 lub ze wszelkimi właściwymi prawnie wiążącymi decyzjami organów regulacyjnych lub ACER, lub do zaproponowania właściwemu sądowi nałożenia takich sankcji, w tym uprawnienie do nakładania lub do zaproponowania nałożenia na operatora systemu przesyłowego grzywny w wysokości do 10 % rocznych obrotów operatora systemu przesyłowego lub, w stosownych przypadkach, na przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo w wysokości do 10 % rocznych obrotów przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, za niewykonywanie obowiązków nałożonych odpowiednio zgodnie z niniejszą dyrektywą; oraz	N	Art. 23 ust. 2 pkt 13	Uprawnienie do nakładania sankcji na przedsiębiorstwa energetyczne wynika z szeregu przepisów znajdujących się w ustawie – Prawo energetyczne, m.in: Art. 23 ust. 2 pkt 13; 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie;
	e) stosowne prawa do prowadzenia postępowań wyjaśniających oraz odpowiednie uprawnienia do	T	Art. 1 pkt 16 projektu ustawy w	14) po art. 8 dodaje się art. 8¹ w brzmieniu: „Art. 8¹. 1. Odbiorca końcowy, którego praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora

	wydawania instrukcji w zakresie rozstrzygania sporów zgodnie z art. 60 ust. 2 i 3.		zakresie dodawanego art. 8 ¹ w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	systemu przesyłowego paliw gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, może zawiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez tych operatorów obowiązków określonych w ustawie. 2. Zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera w szczególności: 1) wskazanie operatora, któremu jest zarzucane naruszenie obowiązków; o którym mowa w ust. 1; 2) opis stanu faktycznego naruszenia obowiązków, o którym mowa w ust. 1; 3) wskazanie podstawy prawnej wykonywania obowiązków określonych w ustawie; 4) uprawdopodobnienie naruszenia przepisów dotyczących wykonywania przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego paliw gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązków określonych w ustawie; 5) imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, adres do korespondencji i inne dane teleadresowe odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie; 6) dokumenty mogące stanowić dowód naruszenia wykonywania obowiązków określonych w ustawie. 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. 4. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin, o którym mowa w ust. 3, może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie tego terminu wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie, wyrażonej w terminie 14 dni od dnia zawiadomienia o przedłużeniu terminu. O każdym przedłużeniu terminu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zawiadamia odbiorcę końcowego zgłaszającego zawiadomienie. Brak odpowiedzi odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie w terminie, o którym mowa w zdaniu drugim, uznaje się za brak wyrażenia zgody na ponowne przedłużenie terminu.””
Art. 59 ust. 4	4. Organ regulacyjny w państwie członkowskim, w którym ma siedzibę ENTSO energii elektrycznej lub	N		Nie dotyczy

	organizacja OSD UE, jest uprawniony do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji na te podmioty, jeżeli nie wykonują one obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, rozporządzenia (UE) 2019/943 lub wszelkich właściwych prawnie wiążących decyzji organów regulacyjnych lub ACER, lub do zaproponowania właściwemu sądowi nałożenia takich sankcji.			
Art. 59 ust. 5	5. Oprócz obowiązków powierzonych mu na mocy ust. 1 i 3 niniejszego artykułu, w przypadku gdy zgodnie z art. 44 wyznaczony został niezależny operator systemu, organ regulacyjny: a) monitoruje wykonywanie przez właściciela systemu przesyłowego i niezależnego operatora systemu ich obowiązków na mocy niniejszego artykułu oraz nakłada sankcje za ich niewykonywanie zgodnie z ust. 3 lit. d); b) monitoruje powiązania i przepływ informacji między niezależnym operatorem systemu a właścicielem systemu przesyłowego, aby zapewnić wykonywanie przez niezależnego operatora systemu jego obowiązków, a w szczególności zatwierdza umowy oraz pełni funkcję organu rozstrzygającego spory między niezależnym operatorem systemu a właścicielem systemu przesyłowego w przypadku jakiegokolwiek skargi złożonej przez którąkolwiek ze stron zgodnie z art. 60 ust. 2; c) bez uszczerbku dla procedury przewidzianej w art. 44 ust. 2 lit. c) zatwierdza, dla pierwszego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci, plany inwestycyjne oraz wieloletni plan rozbudowy sieci, przedkładane przynajmniej co dwa lata przez niezależnego operatora systemu; d) zapewnia, aby taryfy za dostęp do sieci pobierane przez niezależnych operatorów systemów obejmowały wynagrodzenie dla właściciela sieci lub właścicieli sieci, zapewniające odpowiednie wynagrodzenie za korzystanie z aktywów sieci oraz wszelkich nowych inwestycji w sieci, pod warunkiem że są one prowadzone w warunkach opłacalności ekonomicznej i wydajnie;	N	Art. 23 ust. 2 pkt 5, 11c, 11e, 12 i 20 lit. g, Art. 8, art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: 5) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16; 11c) rozstrzyganie spraw w zakresie określonym w art. 8a; 11e) rozstrzyganie spraw w zakresie określonym w art. 7 ust. 8 rozporządzenia 2016/631, art. 6 ust. 8 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 5 ust. 8 rozporządzenia 2016/1447; 12) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie: g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, Art. 8. 1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony.

	e) jest uprawniony do prowadzenia inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach właściciela systemu przesyłowego i niezależnego operatora systemu; oraz f) monitoruje stosowanie opłat z tytułu alokacji zdolności, pobieranych przez niezależnego operatora systemu zgodnie z art. 19 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943.			2. W sprawach, o których mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE.
Art. 59 ust. 6	6. Oprócz obowiązków i uprawnień przyznanych zgodnie z ust. 1 i 3 niniejszego artykułu, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego został wyznaczony zgodnie z rozdziałem VI sekcja 3, organowi regulacyjnemu zostają przyznane przynajmniej następujące obowiązki i uprawnienia: a) do nakładania sankcji zgodnie z ust. 3 lit. d) za praktyki dyskryminacyjne na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo; b) do monitorowania przepływu informacji między operatorem systemu przesyłowego a przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, w celu zapewnienia wykonywania obowiązków przez operatora systemu przesyłowego; c) do występowania jako organ rozstrzygający spory między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego w przypadku jakiegokolwiek skargi wniesionej zgodnie z art. 60 ust. 2; d) do monitorowania powiązań handlowych i finansowych, w tym również pożyczek, między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego; e) do zatwierdzania wszelkich umów handlowych i finansowych między przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo a operatorem systemu przesyłowego, pod warunkiem że są one zgodne z warunkami rynkowymi;	N	Art. 23 ust. 2, art. 8, 56 ust. 1, art. 9d ust. 4–5a, art. 28 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie: g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, 8) prowadzić ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44; 19) nie przestrzega warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego lub gazowego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosuje się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, metod, warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia, metod, warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 23 tego rozporządzenia, a także poleceń operatora systemu przesyłowego

	f) do żądania od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo uzasadnienia w przypadku powiadomienia przez inspektora do spraw zgodności zgodnie z art. 50 ust. 4, przy czym uzasadnienie takie zawiera w szczególności dowody wykazujące, że nie miało miejsca żadne zachowanie dyskryminacyjne na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo; g) do przeprowadzania inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i operatora systemu przesyłowego; oraz h) do przekazywania wszystkich lub poszczególnych zadań operatora systemu przesyłowego niezależnemu operatorowi systemu przesyłowego wyznaczonemu zgodnie z art. 44 w przypadku ciągłego naruszania przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy, w szczególności w przypadku powtarzającego się zachowania dyskryminacyjnego na korzyść przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.			elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2; 20) nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1–2; 21) nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1–2; 24) będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy Art. 56 ust. 1: 24) będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy; Art. 8. 1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony. 2. W sprawach, o których mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

				Art. 9d 4. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów. 4a. Operatorzy, o których mowa w ust. 1d i 1f, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki programy, o których mowa w ust. 4, z własnej inicjatywy lub na jego żądanie. 4b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza program, o którym mowa w ust. 4, i określa termin jego wykonania albo odmawia jego zatwierdzenia, jeżeli określone w nim działania nie zapewniają niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. W decyzji o odmowie zatwierdzenia programu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznacza termin przedłożenia nowego programu. Wniesienie odwołania od decyzji nie wstrzymuje obowiązku przedłożenia nowego programu do zatwierdzenia. 5a. Inspektor, o którym mowa w ust. 5, przedstawia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, do dnia 31 marca każdego roku, sprawozdanie zawierające opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, o których mowa w ust. 4. Art. 28. 1. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu przywożącego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 1a. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie w postępowaniu w sprawie wydania decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 3e, lub dla wykonywania umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 2. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2,

				z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. 3. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla: 1) oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 4, art. 8 ust. 1 i 5 oraz art. 9 ust. 1, 4 i 5 rozporządzenia 1227/2011, a także przestrzegania zakazów, o których mowa w art. 3 i art. 5 tego rozporządzenia, 2) prowadzenia monitorowania działalności handlowej, o której mowa w art. 7 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, 3) realizacji obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 16 ust. 4 lit. a rozporządzenia 1227/2011 – z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
Art. 59 ust. 7	7. Z wyjątkiem przypadków, w których ACER odpowiada za ustalanie i zatwierdzanie warunków lub metod wdrażania kodeksów sieci i wytycznych określonych w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943 zgodnie z art. 5 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/942 w związku z potrzebą koordynacji ze względu na ich charakter, organy regulacyjne są odpowiedzialne za ustalanie lub zatwierdzanie, z odpowiednim wyprzedzeniem przed ich wejściem w życie, przynajmniej krajowych metod stosowanych do kalkulacji lub ustanawiania warunków: a) przyłączania i dostępu do sieci krajowych, w tym również taryf przesyłowych i dystrybucyjnych lub metod ich ustalania, przy czym te taryfy lub metody umożliwiają realizację niezbędnych inwestycji w sieci w sposób umożliwiający zapewnienie dzięki tym inwestycjom rentowności sieci; b) zapewniania usług pomocniczych, które świadczone są w sposób jak najbardziej opłacalny i tworzą odpowiednie zachęty dla użytkowników sieci do bilansowania ich wkładu i poborów, przy czym takie usługi pomocnicze świadczone są w sposób sprawiedliwy i niedyskryminacyjny oraz w oparciu o obiektywne kryteria; oraz	T	Art. 9g ust. 4, 5c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 23 lit. b, e – g projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 9g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9g: 4. Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich; 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą; 2a) wymagań technicznych dla instalacji zarządzania popytem; 2b) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej; 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 13; 4) współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV i niezbędnego układu połączeń sieci oraz zakresu, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji; 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; 5a) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń, o których mowa

	c) dostępu do infrastruktury transgranicznej, łącznie z procedurami alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.		w art. 11 ust. 1, i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej; 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej, standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu oraz zasad prowadzenia rozliczeń, w tym ustalania terminów wnoszenia opłat przez użytkowników systemu; 7) wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania; 8) wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 9) niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych; 10) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych. 5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności określającą: 1) szczegółowy sposób: a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom, b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii, c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji; 2) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i tryb ich aktualizacji;

				3) procedury przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii; 4) wymagania techniczne, w tym w zakresie oprogramowania, jakie spełniają systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii; 5) procedury awaryjne stosowane w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii; 6) wzór umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 2. Projekt ustawy UC74: Art. 9g: b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu: „4a. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera także: 1) katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora, który może zawierać wykaz standardowych produktów rynkowych dla tych usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości; 4) zasady koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub koordynowanej sieci 110 kV. 4b. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, o których mowa w ust. 4a, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych. ”, e) w ust. 5c po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu: „5a) zakres oraz sposób przekazania informacji rynku energii niezbędnych do uruchomienia i funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii;”, f) po ust. 5d dodaje się ust. 5e i 5f w brzmieniu:

				„5e. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawiera także: 1) specyfikację usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności zamawianych przez tego operatora oraz może zawierać wykaz znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług; 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności; 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności. 5f. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje usługi, o których mowa w ust. 5e, na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych.”, g) ust. 6 i 6a otrzymują brzmienie: 6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego zawiera także wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą: 1) warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 2) procedury: a) zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej, b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, c) bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania, d) zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń, e) awaryjne, 3) sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe lub energię elektryczną, 4) procedury i zakres wymiany informacji niezbędnych do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, 5) kryteria dysponowania mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej, uwzględniające, w przypadku elektrowni jądrowych, wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej określone przepisami ustawy z dnia 29 listopada 2000

				r. – Prawo atomowe, oraz kryteria zarządzania połączeniami systemów gazowych albo systemów elektroenergetycznych, 6) sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, 7) wymagania dla systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – w zakresie nieprzypisanym warunkom dotyczącym bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 oraz zasadom, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54). 6a. Operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji, wymagania uczestnictwa odpowiedzi odbioru oraz uczestnictwa przez agregację w obrocie energią elektryczną, rynku bilansującym oraz świadczeniu usług systemowych. Wymagania te opracowuje się na podstawie charakterystyki technicznej odpowiednich procesów oraz technicznych zdolności odbiorców do działania w charakterze odpowiedzi odbioru.”,
Art. 59 ust. 8	8. Metody lub warunki, o których mowa w ust. 7, są publikowane.	N	Art. 9g ust. 7 i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 9g: 7. Operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operatorzy zamieszczają te dokumenty na swoich stronach internetowych.
Art. 59 ust. 9	9. W celu zwiększenia przejrzystości na rynku i dostarczenia wszystkim zainteresowanym stronom wszelkich niezbędnych informacji i decyzji lub	N	Art. 47 ustawy z dnia 10	Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich

	propozycji decyzji dotyczących taryf przesyłowych i dystrybucyjnych, o których mowa w art. 60 ust. 3, organy regulacyjne upubliczniają szczegółowy opis metod i powiązanych kosztów, zastosowanych do obliczenia odpowiednich taryf sieciowych, przy jednoczesnym zachowaniu poufności informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	obowiązki. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE. 2. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44–46. 2e. Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2, w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju. 3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE: 1) zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy; 2) decyzje, o których mowa w ust. 2d. Art. 23 ust. 2 pkt 16 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf;
Art. 59 ust. 10	10. Organy regulacyjne monitorują zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi krajowych sieci elektroenergetycznych, w tym połączeń wzajemnych, oraz wdrażanie zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych lub operatorzy rynku przedstawiają organom regulacyjnym swoje zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym mechanizmy alokacji zdolności. Organy regulacyjne mogą zwrócić się o zmianę tych zasad.	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret piąty w zakresie dodawanego ust. 11b w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 1: 11b) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 6 ust. 11 akapit drugi i art. 23 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia 715/2009;”;

Art. 60 ust. 1	Decyzje i skargi 1. Organy regulacyjne są upoważnione do zobowiązania operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych, w razie konieczności, do zmiany warunków, w tym również taryf lub metod, o których mowa w art. 59 niniejszej dyrektywy, w celu zapewnienia, aby były one proporcjonalne i stosowane w sposób niedyskryminacyjny, zgodnie z art. 18 rozporządzenia (UE) 2019/943. W przypadku opóźnienia w ustaleniu taryf przesyłowych i dystrybucyjnych organy regulacyjne są uprawnione do ustalenia lub zatwierdzenia tymczasowych taryf przesyłowych i dystrybucyjnych lub metod tymczasowych oraz do podjęcia decyzji w sprawie odpowiednich środków wyrównawczych, jeżeli ostateczne taryfy lub metody odbiegają od tych taryf lub metod tymczasowych.	T	Art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e Art. 1 pkt 63 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE. 1a. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie określonym w tej koncesji nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, z zastrzeżeniem art. 62b ust. 1. 1b. Przedsiębiorstwo energetyczne niezwłocznie po uzyskaniu koncesji i nie później niż po upływie 30 dni od dnia jej uzyskania występuje do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy. Przedsiębiorstwo to do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy i wprowadzenia jej do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami może stosować zaliczkowy sposób rozliczeń z odbiorcami, pod warunkiem złożenia wniosku w tym terminie. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do rozliczenia z odbiorcami nadpłaconych kwot za cały okres stosowania zaliczek, zgodnie z zatwierdzoną taryfą. 2. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44–46. 2a. Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może zatwierdzić, na okres nie dłuższy niż 3 lata, taryfę zawierającą ceny i stawki opłat w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki opłat obowiązujące przed jej przedłożeniem Prezesowi URE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki: 1) zawarte w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat nie uległy zmianie; 2) udokumentowane i opisane we wniosku zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, której dotyczy taryfa, nie uzasadniają obniżenia cen i stawek opłat zawartych w taryfie; 3) dla proponowanego we wniosku okresu obowiązywania taryfy lub dla części tego okresu nie został ustalony współczynnik korekcyjny, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. a. 2b. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków

				wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej Prezes URE może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. a, wynikające wyłącznie ze zmiany warunków zewnętrznych, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować w odniesieniu do cen i stawek opłat określonych w taryfie, o której mowa w ust. 2a, do czasu wejścia w życie nowej taryfy wprowadzonej w trybie określonym w ust. 2. 2c. W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli: 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. 2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. 3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE: 1) zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy; 2) decyzje, o których mowa w ust. 2d. Projekt ustawy UC74: w art. 47: a) po ust. 2g dodaje się ust. 2h w brzmieniu: 2h. W taryfach zatwierdzanych lub zmienianych po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 16 ust. 18b, uwzględnia się zakres niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a. Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do korekty obowiązującej taryfy po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w zdaniu pierwszym.”, c) dodaje się ust. 6 w brzmieniu: „6. W przypadku gdy w związku z prowadzonym postępowaniem w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej występuje ryzyko niewypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 5 ust. 6 pkt

				2, w terminie wskazanym w tym przepisie, przedsiębiorstwo energetyczne, którego dotyczy to postępowanie, wypełnia ten obowiązek niezwłocznie po zakończeniu tego postępowania.”;
Art. 60 ust. 2	2. Każda ze stron zgłaszająca skargę na operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, odnoszącą się do obowiązków tego operatora określonych na mocy niniejszej dyrektywy, może przekazać tę skargę do organu regulacyjnego, który, działając jako organ rozstrzygający spory, wydaje decyzję w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące, jeżeli organy regulacyjne zwracają się o przekazanie dodatkowych informacji. Ten przedłużony termin może zostać ponownie przedłużony za zgodą wnoszącego skargę. Decyzja organu regulacyjnego jest wiążąca, jeżeli nie zostanie unieważniona w wyniku odwołania.	T	Art. 1 pkt 16 projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 8 ¹ w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 8 ¹ . 1. Odbiorca końcowy, którego praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego paliw gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, może zawiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez tych operatorów obowiązków określonych w ustawie. 2. Zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera w szczególności: 1) wskazanie operatora, któremu jest zarzucane naruszenie obowiązków; o którym mowa w ust. 1; 2) opis stanu faktycznego naruszenia obowiązków, o którym mowa w ust. 1; 3) wskazanie podstawy prawnej wykonywania obowiązków określonych w ustawie; 4) uprawdopodobnienie naruszenia przepisów dotyczących wykonywania przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego paliw gazowych lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązków określonych w ustawie; 5) imię i nazwisko, miejsce zamieszkania, adres do korespondencji i inne dane teleadresowe odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie; 6) dokumenty mogące stanowić dowód naruszenia wykonywania obowiązków określonych w ustawie. 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. 4. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin, o którym mowa w ust. 3, może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie tego terminu wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie, wyrażonej w terminie 14 dni od dnia zawiadomienia o przedłużeniu terminu. O każdym przedłużeniu terminu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zawiadamia odbiorcę końcowego

				zgłaszającego zawiadomienie. Brak odpowiedzi odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie w terminie, o którym mowa w zdaniu drugim, uznaje się za brak wyrażenia zgody na ponowne przedłużenie terminu.”;
Art. 60 ust. 3	3. Każda ze stron, której to dotyczy i która ma prawo do składania skargi dotyczącej decyzji w sprawie metod przyjętych zgodnie z art. 59 lub – w przypadku gdy organ regulacyjny ma obowiązek konsultować się – dotyczącej proponowanych taryf lub metod, może, w terminie dwóch miesięcy od opublikowania decyzji lub propozycji decyzji lub w krótszym terminie określonym przez państwa członkowskie, złożyć skargę do rozpatrzenia. Taka skarga nie ma skutku zawieszającego.	N	Art. 30 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 30. 1. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2–4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego. 2. Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. 3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 4. Do postanowień Prezesa URE, od których służy zażalenie, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio, z tym że zażalenie wnosi się w terminie 7 dni.
Art. 60 ust. 4	4. Państwa członkowskie tworzą odpowiednie i skuteczne mechanizmy regulowania, kontroli i przejrzystości, aby nie dopuścić do nadużywania pozycji dominującej, w szczególności na szkodę konsumentów, oraz wszelkich wrogich zachowań. Mechanizmy te uwzględniają postanowienia TFUE, w szczególności jego art. 102.	N	Art. 23b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23b. 1. Prezes URE przeprowadza kontrolę lub prowadzi postępowanie wyjaśniające w sprawach manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi.
Art. 60 ust. 5 i 6	5. Państwa członkowskie zapewniają stosowanie odpowiednich środków, w tym również wszczęcie postępowania administracyjnego lub karnego zgodnie z ich prawem krajowym, przeciwko osobom fizycznym lub prawnym odpowiedzialnym za nieprzestrzeganie zasad dotyczących poufności nałożonych niniejszą dyrektywą. 6. Skargi, o których mowa w ust. 2 i 3, pozostają bez uszczerbku dla możliwości wykonywania praw do odwołania zgodnie z prawem Unii lub z prawem krajowym.	N	Art. 30 – art. 30b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 30. 1. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2–4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego. 2. Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. 3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 4. Do postanowień Prezesa URE, od których służy zażalenie, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio, z tym że zażalenie wnosi się w terminie 7 dni.

				Art. 30a. Do postępowania wyjaśniającego, o którym mowa w art. 23p, nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego. Art. 30b. W sprawach o przestępstwa określone w rozdziale 7a Prezesowi URE, na jego wniosek, przysługują uprawnienia pokrzywdzonego w postępowaniu karnym. Rozdział 7a ustawy – Prawo energetyczne
Art. 60 ust. 7	7. Decyzje podjęte przez organy regulacyjne są w pełni umotywowane i uzasadnione, tak aby możliwa była kontrola sądowa. Decyzje są publicznie dostępne przy jednoczesnym zachowaniu poufności informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.	N	Art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Ustawa – Prawo energetyczne: Art. 30. 1. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2–4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego. W zakresie decyzji zastosowanie mają przepisy rozdziału 7 (Decyzje) ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 735, z późn. zm.)
Art. 60 ust. 8	8. Państwa członkowskie zapewniają ustanowienie na poziomie krajowym odpowiednich mechanizmów przewidujących, że strona, której dotyczy decyzja krajowego organu regulacyjnego, ma prawo do odwołania się do organu niezależnego od zaangażowanych stron oraz od jakiegokolwiek rządu.	N	Art. 30 – art. 30b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 30. 1. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2–4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego. 2. Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. 3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 4. Do postanowień Prezesa URE, od których służy zażalenie, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio, z tym że zażalenie wnosi się w terminie 7 dni. Art. 30a. Do postępowania wyjaśniającego, o którym mowa w art. 23p, nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego. Art. 30b. W sprawach o przestępstwa określone w rozdziale 7a Prezesowi URE, na jego wniosek, przysługują uprawnienia pokrzywdzonego w postępowaniu karnym.

Art. 61 ust. 1 – 4	Współpraca regionalna między organami regulacyjnymi w kwestiach transgranicznych 1. Organy regulacyjne ściśle ze sobą współpracują i wzajemnie się konsultują, w szczególności w ramach ACER, oraz dostarczają sobie nawzajem i ACER wszelkich informacji niezbędnych do wykonywania ich zadań zgodnie z niniejszą dyrektywą. W odniesieniu do wymienianych informacji organ otrzymujący zapewnia taki sam stopień poufności, jaki jest wymagany od organu udostępniającego informacje. 2. Organy regulacyjne współpracują przynajmniej na poziomie regionalnym, aby: a) wspierać tworzenie ustaleń operacyjnych w celu umożliwienia optymalnego zarządzania siecią, promowania wspólnych giełd energii elektrycznej oraz alokacji zdolności transgranicznych, jak również umożliwienia właściwego poziomu zdolności połączeń wzajemnych – w tym również nowych połączeń wzajemnych – w obrębie regionu i między regionami, tak aby umożliwić rozwój skutecznej konkurencji i poprawę bezpieczeństwa dostaw, bez dyskryminacji między dostawcami w różnych państwach członkowskich; b) koordynować wspólny nadzór nad podmiotami pełniącymi funkcje na poziomie regionalnym; c) koordynować, we współpracy z innymi zaangażowanymi organami, wspólny nadzór nad przeprowadzaniem ocen wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, regionalnym i europejskim; d) koordynować rozwój wszystkich kodeksów sieci i wytycznych dla właściwych operatorów systemów przesyłowych i innych podmiotów rynkowych; oraz e) koordynować opracowywanie zasad regulujących zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi. 3. Organy regulacyjne mają prawo do zawierania między sobą umów o współpracy w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji. 4. Działania, o których mowa w ust. 2, wykonywane są, w stosownych przypadkach, w ścisłym porozumieniu z	T	art. 23 ust. 2 pkt 14c i ust. 6 ustawy z z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e art. 1 pkt 42 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 11b i 14b w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczn e	Ustawa – Prawo energetyczne: Art. 23: Ust. 2: 14c) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji; 6. Prezes URE współpracując z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją zapewnia taki sam stopień poufności otrzymanych informacji, jaki jest wymagany od organu udostępniającego informacje Projektu ustawy UC74: Art. 23 ust. 2: „11b) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia lub rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz aktów prawnych wydanych na podstawie art. 6 ust. 11 akapit drugi i art. 23 ust. 2 akapit drugi rozporządzenia 715/2009;”, „14b) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym;”,

	innymi właściwymi organami krajowymi i bez uszczerbku dla ich kompetencji szczególnych.			14ba) zapewnienie, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, wykonania przez ENTSO energii elektrycznej oraz Organizację Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, zwaną dalej „organizacją OSD UE”, ich obowiązków, wynikających z rozporządzenia 2019/943, aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61 tego rozporządzenia oraz z innych przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych, wykonywania decyzji Agencji, oraz wspólne wskazywanie przypadków niewykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich odpowiednich obowiązków;”,

Art. 61 ust. 5	5. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów delegowanych zgodnie z art. 67 w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy poprzez określenie wytycznych dotyczących zakresu obowiązków organów regulacyjnych w ramach współpracy wzajemnej oraz współpracy z ACER.	N		Przepis dotyczy zadań Komisji.
Art. 62 ust. 1	Obowiązki i uprawnienia organów regulacyjnych w odniesieniu do regionalnych centrów koordynacyjnych 1. Regionalne organy regulacyjne regionu pracy systemu, gdzie siedzibę mają regionalne centra koordynacyjne, w ścisłej koordynacji ze sobą: a) zatwierdzają wniosek o utworzenie regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943; b) zatwierdzają koszty związane z działalnością regionalnych centrów koordynacyjnych, które mają ponosić operatorzy systemów przesyłowych i które mają być uwzględniane w obliczaniu taryf tylko wtedy, pod warunkiem że są one uzasadnione i odpowiednie; c) zatwierdzają wspólny proces decyzyjny; d) zapewniają regionalnym centrom koordynacyjnym wszelkie zasoby ludzkie, techniczne, fizyczne i finansowe niezbędne do wypełniania obowiązków wynikających z niniejszej dyrektywy oraz do niezależnego i bezstronnego wykonywania powierzonych im zadań; e) wspólnie z innymi organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu przedstawiają wnioski dotyczące przydzielenia regionalnym centrom koordynacyjnym ewentualnych dodatkowych zadań i uprawnień przez państwa członkowskie tego regionu pracy systemu; f) zapewniają wykonywanie obowiązków określonych w niniejszej dyrektywie i innych właściwych przepisach prawa Unii, w szczególności w odniesieniu do kwestii transgranicznych, oraz wspólnie wskazują przypadki niewykonywania przez regionalne centra koordynacyjne ich obowiązków; jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od rozpoczęcia konsultacji w celu wspólnego wskazania	T	Art. 1 pkt 46 projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 23x ust. 1 – 4 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23x. 1. W przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego, Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu jest organem właściwym do: 1) zatwierdzania wniosku o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego, zgodnie z art. 35 ust. 1 rozporządzenia 2019/943; 2) zatwierdzania kosztów związanych z działalnością regionalnego centrum koordynacyjnego, zapewniających pokrycie kosztów uzasadnionych operatora systemu przesyłowego; 3) zatwierdzania wspólnego procesu decyzyjnego; 4) podejmowania działań mających na celu zapewnienie regionalnym centrom koordynacyjnym pracowników, zasobów technicznych i środków finansowych niezbędnych do niezależnego i bezstronnego wykonywania powierzonych im zadań; 5) przedstawiania wniosków w zakresie przydzielenia regionalnym centrom koordynacyjnym dodatkowych zadań i uprawnień przez państwa członkowskie tego regionu pracy systemu; 6) wykonywania zadań mających na celu realizację obowiązków określonych w przepisach Unii Europejskiej, w szczególności w odniesieniu do kwestii transgranicznych oraz wspólnego wskazywania przypadków niewykonywania przez regionalne centra koordynacyjne ich obowiązków, a jeżeli organy regulacyjne nie osiągną porozumienia w terminie czterech miesięcy od dnia rozpoczęcia konsultacji, w celu wspólnego wskazania przypadków niewykonywania obowiązków przez regionalne centra koordynacyjne, przekazania sprawy do decyzji Agencji zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki; 7) monitorowania działania koordynacji systemu. 2. Prezes URE w koordynacji z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu jest organem właściwym do zatwierdzania wniosku o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego, zgodnie z art. 35

	przypadków niewykonywania, sprawę przekazuje się do decyzji ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 rozporządzenia (UE) 2019/942; g) monitorują działanie koordynacji systemu i corocznie przedkładają ACER sprawozdanie w tym zakresie zgodnie z art. 46 rozporządzenia (UE) 2019/943.			ust. 1 rozporządzenia 2019/943, także w przypadku, gdy siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego znajduje się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. 3. W przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego, Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu, jest obowiązany do corocznego przedkładania Agencji sprawozdania z monitorowania działania koordynacji systemu zgodnie z art. 46 rozporządzenia 2019/943. 4. Koszty ponoszone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związane z działalnością regionalnego centrum koordynacyjnego stanowią koszty uzasadnione działalności, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 2.
Art. 62 ust. 2	2. Państwa członkowskie zapewniają, aby organy regulacyjne otrzymały uprawnienia umożliwiające im skuteczne i szybkie wykonywanie obowiązków, o których mowa w ust. 1. W tym celu organy regulacyjne muszą być uprawnione przynajmniej do: a) żądania informacji od regionalnych centrów koordynacyjnych; b) prowadzenia inspekcji, w tym niezapowiedzianych, w obiektach regionalnych centrów koordynacyjnych; c) wydawania wiążących wspólnych decyzji w sprawie regionalnych centrów koordynacyjnych.	T	Art. 1 pkt 46 projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 23x ust. 5 i 6 w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23x: 5. Prezes URE we współpracy z organami regulacyjnymi danego regionu pracy systemu, gdzie siedzibę ma regionalne centrum koordynacyjne, realizuje uprawnienia, o których mowa w ust. 1 i 2, również w przypadku, gdy siedziba tego regionalnego centrum koordynacyjnego zostanie ustanowiona na terytorium innego państwa członkowskiego z danego regionu pracy systemu. 6. Realizując uprawnienia, o których mowa w ust. 1–5, Prezes URE może: 1) żądać od regionalnych centrów koordynacyjnych informacji związanych z wykonywaniem tych uprawnień; 2) prowadzić kontrole, w tym niezapowiedziane, w obiektach regionalnych centrów koordynacyjnych; 3) wydawać decyzje, w uzgodnieniu z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu, w sprawach regionalnych centrów koordynacyjnych.
Art. 62 ust. 3	3. Organ regulacyjny w państwie członkowskim, w którym ma siedzibę regionalne centrum koordynacyjne, jest uprawniony do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszących sankcji na regionalne centrum koordynacyjne, jeżeli nie wykonuje ono swoich obowiązków zgodnie z niniejszą dyrektywą, rozporządzeniem (UE) 2019/943 lub ze wszelkimi właściwymi prawnie wiążącymi decyzjami organów regulacyjnych lub ACER, lub jest uprawniony do zaproponowania, aby właściwy sąd nałożył takie sankcje.	T	Art. 1 pkt 65 lit. a tiret jedenasty, oraz lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 57 w art. 56 ust. 1 ust.	– pkt 54 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 55–59 w brzmieniu: ... 57) będąc regionalnym centrum koordynacyjnym nie wykonuje obowiązków określonych w decyzjach organów regulacyjnych lub Agencji; 2i. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1, wymierza Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej, z uwzględnieniem ust. 2i;”,

			2i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	d) po ust. 2h dodaje się ust. 2i i 2j w brzmieniu: 2i. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1 pkt 57, wymierza Prezes URE, w przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego.
Art. 63 ust. 1	Zgodność z kodeksami sieci i wytycznymi 1. Każdy organ regulacyjny oraz Komisja mogą zwrócić się do ACER o opinię w sprawie zgodności decyzji podjętej przez organ regulacyjny z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943.	T	Art. 1 pkt 45 lit. a tiret dziewiąty projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia pkt 14d w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 23 ust. 2: 2. Do zakresu działania Prezesa URE należy: „14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi i kodeksami, o których mowa w rozporządzeniu 2019/943, lub z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności decyzji z tymi aktami;”;
Art. 63 ust. 2	2. ACER przekazuje swoją opinię, odpowiednio, organowi regulacyjnemu, który się o nią zwrócił, lub Komisji, a także organowi regulacyjnemu, który podjął daną decyzję, w terminie trzech miesięcy od daty otrzymania wniosku.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 63 ust. 3	3. W przypadku gdy organ regulacyjny, który podjął decyzję, nie zastosuje się do opinii ACER w terminie czterech miesięcy od daty otrzymania tej opinii, ACER informuje odpowiednio Komisję.	N		
Art. 63 ust. 4	4. Każdy z organów regulacyjnych może poinformować Komisję, jeżeli uważa, że decyzja dotycząca handlu transgranicznego podjęta przez inny organ regulacyjny nie jest zgodna z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII	T	Art. 1 pkt 42 lit. a tiret dziewiąty projektu ustawy w zakresie	„14d) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, o których mowa w pkt 14b, z wytycznymi i kodeksami, o których mowa w rozporządzeniu 2019/943, lub z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu

	rozporządzenia (UE) 2019/943, w terminie dwóch miesięcy od daty tej decyzji.		zmiany brzmienia pkt 14d w art. 23 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	ziemnego i uchylającym rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności decyzji z tymi aktami;”,
Art. 63 ust. 5	5. Jeżeli Komisja, w terminie dwóch miesięcy od poinformowania jej przez ACER zgodnie z ust. 3 lub przez organ regulacyjny zgodnie z ust. 4, lub z własnej inicjatywy w terminie trzech miesięcy od daty decyzji stwierdzi poważne wątpliwości co do zgodności decyzji organu regulacyjnego z kodeksami sieci i wytycznymi, o których mowa w niniejszej dyrektywie lub w rozdziale VII rozporządzenia (UE) 2019/943, Komisja może podjąć decyzję o dalszym badaniu tej sprawy. W takim przypadku Komisja wzywa organ regulacyjny oraz strony postępowania przed organem regulacyjnym do przedłożenia uwag.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 63 ust. 6	6. W przypadku podjęcia przez Komisję decyzji o dalszym badaniu tej sprawy wydaje ona w terminie czterech miesięcy od daty takiej decyzji ostateczną decyzję: a) o niezgłaszaniu zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego; lub b) o zażądaniu od właściwego organu regulacyjnego cofnięcia jego decyzji z uwagi na to, że nie zachowano zgodności z kodeksami sieci i wytycznymi.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 63 ust. 7	7. W przypadku gdy Komisja nie podejmie decyzji o dalszym badaniu sprawy ani ostatecznej decyzji w terminie określonym odpowiednio w ust. 5 i 6, uważa się, że Komisja nie zgłosiła zastrzeżeń wobec decyzji organu regulacyjnego.	N		Przepis dotyczy Komisji

Art. 63 ust. 8	8. Organ regulacyjny wykonuje decyzję Komisji żądającą cofnięcia jego decyzji w terminie dwóch miesięcy i informuje o tym Komisję.	N		
Art. 63 ust. 9	9. Komisja jest uprawniona do przyjęcia aktów delegowanych zgodnie z art. 67 w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy przez określenie wytycznych ustalających szczegółowe zasady procedury, która ma być stosowana do celów stosowania niniejszego artykułu.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 64	Prowadzenie dokumentacji 1. Państwa członkowskie wymagają, aby dostawcy przechowywali przez okres co najmniej pięciu lat, do dyspozycji organów krajowych, w tym również organu regulacyjnego, krajowych organów ochrony konkurencji oraz Komisji, na potrzeby wykonywania ich zadań, stosowne dane dotyczące wszelkich transakcji w ramach umów na dostawy energii elektrycznej i derywatów elektroenergetycznych z odbiorcami hurtowymi i operatorami systemów przesyłowych. 2. Dane te obejmują szczegółowe informacje dotyczące charakterystyki odpowiednich transakcji, takie jak czas trwania, zasady dostarczania i rozliczania, ilości, terminy i czas realizacji, a także ceny transakcji oraz środki identyfikacji danego odbiorcy hurtowego, jak również określone informacje dotyczące wszystkich nierozliczonych umów na dostawy energii elektrycznej i derywatów elektroenergetycznych. 3. Organ regulacyjny może podejmować decyzje o udostępnieniu uczestnikom rynku niektórych elementów tych informacji, pod warunkiem że nie zostaną ujawnione informacje handlowe podlegające szczególnej ochronie dotyczące poszczególnych uczestników rynku lub poszczególnych transakcji. Niniejszy ustęp nie ma zastosowania do informacji o instrumentach finansowych, które wchodzą w zakres dyrektywy 2014/65/UE. 4. Niniejszy artykuł nie nakładają na podmioty objęte zakresem dyrektywy 2014/65/UE dodatkowych obowiązków względem organów, o których mowa w ust. 1.	N	Art. 5 ust. 8, 9, 12 i 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 5 12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek zainteresowanego podmiotu, może udostępnić informacje, o których mowa w ust. 8 i 9, z wyjątkiem danych stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913). 13. Przepisu ust. 12 nie stosuje się do informacji o instrumentach finansowych, o których mowa w art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi. 8. Sprzedawca energii elektrycznej jest obowiązany przechowywać dane o umowach zawartych z operatorem systemu przesyłowego oraz dane o derywatach elektroenergetycznych i umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, przez okres co najmniej 5 lat, od dnia zawarcia tych umów. 9. Sprzedawca paliw gazowych jest obowiązany przechowywać dane o umowach zawartych z operatorem systemu przesyłowego, operatorem systemu dystrybucyjnego, operatorem systemu magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego oraz dane o derywatach gazowych i umowach sprzedaży paliw gazowych zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, przez okres co najmniej 5 lat, od dnia zawarcia tych umów.

	5. W przypadku gdy organy, o których mowa w ust. 1, potrzebują dostępu do danych przechowywanych przez podmioty objęte zakresem dyrektywy 2014/65/UE, organy odpowiedzialne zgodnie z tą dyrektywą przekazują im wymagane dane.			
Art. 65	Równe warunki działania 1. Środki, które państwa członkowskie mogą stosować zgodnie z niniejszą dyrektywą w celu zapewnienia równych warunków działania, muszą być zgodne z TFUE, w szczególności z jego art. 36, i z prawem Unii. 2. Środki, o których mowa w ust. 1, muszą być proporcjonalne, niedyskryminacyjne i przejrzyste. Środki te mogą być wprowadzane w życie dopiero po powiadomieniu Komisji i uzyskaniu jej zgody. 3. Komisja podejmuje działania w odniesieniu do powiadomienia, o którym mowa w ust. 2, w terminie dwóch miesięcy od jego otrzymania. Termin ten rozpoczyna bieg w dniu następującym po otrzymaniu pełnych informacji. W przypadku gdy Komisja nie podejmie działań w tym dwumiesięcznym terminie, uważa się, że nie zgłasza ona zastrzeżeń do zgłoszonych środków.	N		Przepis ten dotyczy wszystkich artykułów.
Art. 66	Odstępstwa 1. Państwa członkowskie, które są w stanie wykazać, że istnieją istotne problemy w działaniu ich małych systemów połączonych i małych systemów wydzielonych, mogą zwrócić się do Komisji o przyznanie odstępstwa od stosownych przepisów art. 7 i 8 oraz rozdziałów IV, V i VI. O przyznanie odstępstwa od art. 4, 5 i 6 mogą się także zwrócić małe systemy wydzielone i Francja w stosunku do Korsyki. Komisja informuje państwa członkowskie o takich wnioskach przed podjęciem takich decyzji, z uwzględnieniem zachowania poufności. 2. Przyznane przez Komisję odstępstwa, o których mowa w ust. 1, są ograniczone w czasie i objęte warunkami	N		Nie dotyczy

	mającymi na celu zwiększenie konkurencji i integracji na rynku wewnętrznym oraz zapewnienie, aby odstępstwo nie utrudniało przechodzenia na energię odnawialną, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru. W przypadku regionów najbardziej oddalonych w rozumieniu art. 349 TFUE, które nie mogą mieć połączeń wzajemnych z unijnymi rynkami energii elektrycznej, odstępstwo nie jest ograniczone w czasie i jest objęte warunkami mającymi zapewnić, aby odstępstwo nie utrudniało przechodzenia na energię odnawialną. Decyzja o przyznaniu odstępstwa zostaje opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. 3. Art. 43 nie ma zastosowania do Cypru, Luksemburga i Malty. Ponadto art. 6 i 35 nie mają zastosowania do Malty, a art. 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50 i 52 nie mają zastosowania do Cypru. Do celów art. 43 ust. 1 lit. b) „przedsiębiorstwo prowadzące jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw” nie obejmuje odbiorców końcowych prowadzących jakąkolwiek działalność w zakresie wytwarzania lub dostaw energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem kontrolowanych przez siebie przedsiębiorstw, samodzielnie lub wspólnie, pod warunkiem że odbiorcy końcowi, wraz z ich udziałem w energii elektrycznej produkowanej przez kontrolowane przedsiębiorstwa, są średniorocznie konsumentami netto energii elektrycznej, i pod warunkiem że wartość ekonomiczna energii elektrycznej sprzedawanej przez nich stronom trzecim jest nieznacząca w stosunku do ich innej działalności gospodarczej. 4. Do dnia 1 stycznia 2025 r. lub do późniejszej daty określonej w decyzji zgodnie z ust. 1 niniejszego artykułu art. 5 nie ma zastosowania do Cypru i Korsyki. 5. Art. 4 nie ma zastosowania do Malty do dnia 5 lipca 2027 r. Okres ten może zostać przedłużony o kolejny dodatkowy okres nieprzekraczający ośmiu lat. Przedłużenie o kolejny dodatkowy okres następuje w drodze decyzji zgodnie z ust. 1.			

Art. 67	Wykonywanie przekazanych uprawnień 1. Powierzenie Komisji uprawnień do przyjmowania aktów delegowanych podlega warunkom określonym w niniejszym artykule. 2. Uprawnienia do przyjmowania aktów delegowanych, o których mowa w art. 61 ust. 5 i 63 ust. 9, powierza się Komisji na czas nieokreślony od dnia 4 lipca 2019 r. 3. Przekazanie uprawnień, o którym mowa w art. 61 ust. 5 i 63 ust. 9, może zostać w dowolnym momencie odwołane przez Parlament Europejski lub przez Radę. Decyzja o odwołaniu kończy przekazanie określonych w niej uprawnień. Decyzja o odwołaniu staje się skuteczna następnego dnia po jej opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej lub w późniejszym terminie określonym w tej decyzji. Nie wpływa ona na ważność już obowiązujących aktów delegowanych. 4. Przed przyjęciem aktu delegowanego Komisja konsultuje się z ekspertami wyznaczonymi przez każde państwo członkowskie zgodnie z zasadami określonymi w Porozumieniu międzyinstytucjonalnym z dnia 13 kwietnia 2016 r. w sprawie lepszego stanowienia prawa. 5. Niezwłocznie po przyjęciu aktu delegowanego Komisja przekazuje go równocześnie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. 6. Akt delegowany przyjęty na podstawie art. 61 ust. 5 i 63 ust. 9 wchodzi w życie tylko wówczas, gdy ani Parlament Europejski, ani Rada nie wyraziły sprzeciwu w terminie dwóch miesięcy od przekazania tego aktu Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, lub gdy, przed upływem tego terminu, zarówno Parlament Europejski, jak i Rada poinformowały Komisję, że nie wniosą sprzeciwu. Termin ten przedłuża się o dwa miesiące z inicjatywy Parlamentu Europejskiego lub Rady.	N		Przepis dotyczy Komisji.

Art. 68	Procedura komitetowa 1. Komisję wspomaga komitet. Komitet ten jest komitetem w rozumieniu rozporządzenia (UE) nr 182/2011. 2. W przypadku odesłania do niniejszego ustępu stosuje się art. 4 rozporządzenia (UE) nr 182/2011.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 69	Monitorowanie, przegląd i sprawozdania Komisji 1. Komisja monitoruje i dokonuje przeglądu wykonania niniejszej dyrektywy oraz przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie z postępów jako załącznik do sprawozdania na temat stanu unii energetycznej, o którym mowa w art. 35 rozporządzenia (UE) 2018/1999. 2. Do dnia 31 grudnia 2025 r. Komisja przeprowadzi przegląd wykonania niniejszej dyrektywy i przedłoży sprawozdanie Parlamentowi Europejskiemu i Radzie. W stosownych przypadkach Komisja przedstawi wniosek ustawodawczy wraz z tym sprawozdaniem lub po jego przedłożeniu. Komisja oceni w szczególności, czy odbiorcy, w szczególności odbiorcy wrażliwi lub dotknięci ubóstwem energetycznym, są odpowiednio chronieni zgodnie z niniejszą dyrektywą.	N		Przepis dotyczy Komisji
Art. 70 pkt 1	Zmiany w dyrektywie 2012/27/UE W dyrektywie 2012/27/UE wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 9 wprowadza się następujące zmiany: a) tytuł otrzymuje brzmienie: „Pomiary zużycia gazu ziemnego”; b) ust. 1 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie: „1. Państwa członkowskie zapewniają, aby na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii, odbiorcy końcowi gazu ziemnego mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii.”;	N		Zmiany w art. 9 wynikają z faktu, że przepis ten ma dotyczyć wyłącznie gazu ziemnego. Przepis ten został już wcześniej implementowany przez Polskę. Wdrażając przepisy art. 9, na zlecenie Ministerstwa Gospodarki przygotowane zostało opracowanie dot. ekonomicznej oceny zasadności wdrażania inteligentnych form pomiaru zużycia gazu. Obecnie więksi odbiorcy (w tym małe i średnie przedsiębiorstwa) są wyposażeni w elektroniczne układy pomiarowe, umożliwiające telemetryczny odczyt wskazań. Natomiast w odniesieniu do odbiorców domowych, przeprowadzone analizy wykazały brak uzasadnienia finansowego oraz nieopłacalność w stosunku do szacowanych potencjalnych oszczędności montażu liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii.

	c) w ust. 2 wprowadza się następujące zmiany: (i) wprowadzenie otrzymuje brzmienie: „2. Jeżeli państwa członkowskie wdrażają inteligentne systemy pomiarowe i rozpowszechniają inteligentne liczniki gazu ziemnego zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE, w zakresie, w jakim prowadzą one te działania:”; (ii) uchyla się lit. c) i d)”;			W efekcie tego, nie dla wszystkich grup taryfowych w pierwszej kolejności przewidziana jest możliwość wymiany lub montowania nowego licznika spełniającego wymagania wskazane w art. 9 przedmiotowej dyrektywy. Podejmowane są prace analityczne mające na celu określenie zasadności ekonomicznej oraz wyboru optymalnych rozwiązań technicznych w zakresie zaoferowania tego rodzaju liczników odbiorcom zużywającym powyżej 13350 kWh rocznie (tj. od trzeciej grupy taryfowej, co oznacza odbiorców ogrzewających gazem dom lub dla przedsiębiorstw). Należy również mieć na uwadze, że odbiorca ma prawo zainstalować w punkcie wyjścia własny system telemetrii, o ile ten system będzie spełniał wymogi określone przez przedsiębiorstwo zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego.
Art. 70 pkt 2	2) w art. 10 wprowadza się następujące zmiany: a) tytuł otrzymuje brzmienie: „Informacje o rozliczeniach zużycia gazu ziemnego”; b) ust. 1 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie: „1. Jeżeli odbiorcy końcowi nie mają inteligentnych liczników, o których mowa w dyrektywie 2009/73/WE, państwa członkowskie zapewniają do 31 grudnia 2014 r., by informacje o rozliczeniach dotyczące gazu ziemnego były wiarygodne, dokładne oraz oparte na rzeczywistym zużyciu, zgodnie z załącznikiem VII pkt 1.1, jeżeli jest to technicznie możliwe i ekonomicznie uzasadnione.”; c) ust. 2 akapit pierwszy otrzymuje brzmienie: „2. Liczniki zamontowane zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE umożliwiają dostarczanie dokładnych informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym możliwość łatwego dostępu do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości, pozwalających na szczegółową samokontrolę.”;	N	§ 36–38 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi § 42 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie	Zmiany w art. 10 wynikają z faktu, że przepis ten ma dotyczyć wyłącznie gazu ziemnego. Przepis ten został już wcześniej transponowany do prawa polskiego na mocy: § 36–38 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi: § 36. 1. W przypadku zmiany sprzedawcy oraz na potrzeby dokonania rozliczeń lub ich korekt w standardowych okresach między kolejnymi odczytami układu pomiarowego przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych przekazuje nieodpłatnie przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub odbiorcy tych paliw dane dotyczące wykonania tej usługi, w szczególności dane dotyczące odczytów układów pomiarowych lub ich korekty. 2. Dane, o których mowa w ust. 1, są przekazywane odpłatnie w przypadkach innych niż określone w ust. 1. 3. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań tego układu, które spowodowały zawyżenie lub zaniżenie należności za pobrane paliwa gazowe i wykonane usługi związane z jego dostarczeniem, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

			szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.	4. W przypadku braku możliwości ustalenia wielkości korekty na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowego, do wyliczenia korekty przyjmuje się średniodobowe zużycie paliwa gazowego przez odbiorcę, ustalone na podstawie prawidłowo zmierzonego poboru tego paliwa w porównywalnym okresie, pomnożone przez liczbę dni w okresie, którego dotyczy korekta. 5. W wyliczaniu wielkości korekty uwzględnia się sezonowość poboru paliw gazowych oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość zużycia paliw gazowych. 6. Korekta, o której mowa w ust. 3–5, w przypadku: 1) zawyżenia lub zaniżenia należności – obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy, z wyjątkiem pkt 2; 2) zaniżenia należności w stosunku do odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h – obejmuje ostatni okres rozliczeniowy. § 37. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie: 1) nie dłuższych niż 12 miesięcy – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h]; 2) co miesiąc – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h]. 2. W okresach, o których mowa w ust. 1, mogą być pobierane opłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw, wyrażonego w jednostkach energii i wyznaczonego według zasad szczegółowo określonych w taryfie. 3. W prognozach, o których mowa w ust. 2, uwzględnia się zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze paliw gazowych. 4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi: 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu; 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy. 5. W przypadku braku możliwości dokonania odczytu wskazania układu pomiarowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo

				energetyczne ustala wielkość zużycia paliw gazowych na podstawie szacunku wyznaczonego zgodnie z zasadami, o których mowa w § 36 ust. 4 i 5. 6. W przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowy, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie z góry wniesionej opłaty za dostarczenie paliw gazowych. § 38. 1. Rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem dokonuje się na podstawie iloczynu wielkości zużycia tych paliw, ustalonej w jednostkach objętości, oraz współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2. 2. Współczynnik konwersji stanowi wartość ciepła spalania wyrażoną w kWh/m³ w następujących warunkach odniesienia dla: 1) objętości – temperatura $T_2(t_2) = 273,15$ [K] (0 [oC]), ciśnienie $p_2 = 101,325$ [kPa]; 2) spalania – temperatura $T_1(t_1) = 298,15$ [K] (25 [oC]), ciśnienie $p_1 = 101,325$ [kPa]. 3. Operator systemu przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej, dla każdego miesiąca i każdej doby tego miesiąca najpóźniej do godziny 1100 drugiego dnia następnego miesiąca średnią ważoną wartości ciepła spalania paliw gazowych w systemie przesyłowym albo w obszarze określonym w § 40 rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operator ten przechowuje przez okres 5 lat i udostępnia nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania. 4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych, dla każdego miesiąca, najpóźniej do godziny 1500 trzeciego dnia następnego miesiąca średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych w systemie dystrybucyjnym albo w obszarze określonym w § 40 rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operatorzy ci przechowują przez okres 5 lat i udostępniają nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania. 5. Współczynnik konwersji jest ustalany w odniesieniu do odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości: 1) nie większej niż 110 [kWh/h] – na podstawie średniej arytmetycznej z wartości ciepła spalania ostatnio opublikowanych przez operatora,

				do sieci którego odbiorca jest przyłączony, z liczby miesięcy odpowiadającej liczbie miesięcy okresu rozliczeniowego; 2) większej niż 110 [kWh/h] – na podstawie wartości ciepła spalania, opublikowanych przez operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, dla okresu rozliczeniowego. 6. W odniesieniu do rozliczeń paliw gazowych za pomocą przedpłatowego układu pomiarowego współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie wartości ciepła spalania opublikowanej przez operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, przed dniem wniesienia opłaty za dostarczenie paliwa. 7. W przypadku odbiorców, u których w uzgodnieniu z właściwym operatorem zainstalowano urządzenie umożliwiające określenie ciepła spalania w okresie rozliczeniowym, współczynnik konwersji ustala się na podstawie średniej ważonej wartości tego ciepła spalania. 8. Przedsiębiorstwo energetyczne, dokonujące rozliczenia z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podaje odbiorcy, wraz z rozliczeniem odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje: 1) stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m3] – w przypadku odbiorców, o których mowa w § 37 ust. 1 pkt 1; 2) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m3]; 3) wartość współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2; 4) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh]; 5) czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym; 6) ilość pozostałego do zużycia paliwa gazowego lub kwotę, jaka pozostała do wykorzystania z uprzednio wniesionej opłaty – w przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowy; 7) porównanie zużycia paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, o którym mowa w § 37 ust. 1 pkt 1, w okresie, którego dotyczy rozliczenie, z zużyciem paliw gazowych w analogicznym okresie w roku poprzednim; 8) cenę paliw gazowych, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz stawkę opłaty abonamentowej aktualnie

				stosowane w rozliczeniach za dostawę paliw gazowych do odbiorcy końcowego; 9) miejsce publikacji analiz w zakresie przeciętnego zużycia paliw gazowych przez odbiorców, o których mowa w § 37 ust. 1 pkt 1, oraz informacji o środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy, o której mowa w § 29 ust. 1 pkt 1 lit. h. 9. W okresie między dwoma kolejnymi odczytami rzeczywistymi podstawą rozliczenia za paliwa gazowe może być wielkość zużycia tych paliw ustalona na podstawie wskazań urządzenia pomiarowego, zgłoszonych przez odbiorcę osobiście, telefonicznie, faksem lub za pośrednictwem udostępnianych przez przedsiębiorstwo energetyczne elektronicznych kanałów komunikacji. 10. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy końcowemu dostęp do elektronicznej formy informacji w zakresie rozliczeń i wystawionych mu faktur. 11. Operator, na wniosek odbiorcy końcowego, udostępnia nieodpłatnie wskazanemu sprzedawcy paliw gazowych informacje na temat rozliczeń oraz zużycia, za okres nie dłuższy niż 5 lat. § 42 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego: § 42. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zapewnia odczyty układów pomiarowych i przekazuje dane niezbędne do dokonania rozliczeń podmiotowi, z którym zawarło umowę o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, umożliwia podmiotowi, z którym ma zawartą umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, wgląd do wskazań układu pomiarowego oraz dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczone paliwa gazowe, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tego układu. 3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych po zakończeniu dostarczania paliw gazowych, a także w razie wymiany układu pomiarowego w trakcie ich dostarczania wydaje podmiotowi, z którym zawarło umowę o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy oraz udostępnia jego dane

				pomiarowe na dzień zakończenia dostarczania tych paliw lub demontażu układu pomiarowego. 4. Odbiorca ma prawo: 1) uczestniczenia w odczycie wskazań układu pomiarowego przed jego demontażem; 2) wglądu do wskazań układu pomiarowego oraz dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczone paliwa gazowe, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tego układu będących w posiadaniu przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami gazowymi.
Art. 70 pkt 3	3) w art. 11 tytuł otrzymuje brzmienie: „Koszt dostępu do informacji o pomiarach i rozliczeniach zużycia gazu ziemnego”;	N		
Art. 70 pkt 4	4) w art. 13 wyrazy „art. 7–11” zastępuje się wyrazami „art. 7–11a”;	N		
Art. 70 pkt 5	5) w art. 15 wprowadza się następujące zmiany: a) w ust. 5 wprowadza się następujące zmiany: (i) uchyla się akapit pierwszy i drugi; (ii) akapit trzeci otrzymuje brzmienie: „Operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą spełniać wymogi określone w załączniku XII.”; b) uchyla się ust. 8;	N		Przepis ten, biorąc pod uwagę zakres zmian w art. 15 ust. 5 dyrektywy efektywnościowej, nie wprowadza nowych obowiązków dla operatorów. Są to zmiany techniczne, legislacyjne, dlatego nie wymagają implementacji.
Art. 70 pkt 6	6) w załączniku VII tytuł otrzymuje brzmienie: „Minimalne wymogi dotyczące rozliczeń i informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia gazu ziemnego”.	N		
Art. 71	Transpozycja 1. Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania art. 2–5, art. 6 ust. 2 i 3, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 2 lit. j) oraz l), art. 9 ust. 2, art. 10 ust. 2–12, art. 11–24, art. 26, 28 i 29, art. 31–34 i 36, art. 38 ust. 2, art. 40 i 42, art. 46 ust. 2 lit. d), art. 51 i 54, art. 57–59, art. 61–63, art. 70 pkt 1–3, pkt 5 lit. b) i pkt 6 oraz załączników I i II do dnia 31 grudnia 2020 r. Niezwłocznie przekazują one tekst tych przepisów Komisji.	N		

	Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania: a) art.70 pkt 5 lit. a) – do dnia 31 grudnia 2019 r.; b) art.70 pkt 4 – do dnia 25 października 2020 r. Przepisy przyjęte przez państwa członkowskie zawierają odniesienie do niniejszej dyrektywy lub odniesienie takie towarzyszy ich urzędowej publikacji. Przepisy te zawierają także wskazanie, że w istniejących przepisach ustawowych, wykonawczych i administracyjnych odniesienia do dyrektywy uchylonej niniejszą dyrektywą odczytuje się jako odniesienia do niniejszej dyrektywy. Sposób dokonywania takiego odniesienia i formułowania takiego wskazania określany jest przez państwa członkowskie. 2. Państwa członkowskie przekazują Komisji teksty najważniejszych przepisów prawa krajowego w dziedzinie objętej niniejszą dyrektywą.			
Art. 72	Uchylenie Dyrektywa 2009/72/WE traci moc ze skutkiem od 1 stycznia 2021 r., bez uszczerbku dla zobowiązań państw członkowskich dotyczących terminów transpozycji do prawa krajowego i rozpoczęcia stosowania dyrektywy, określonych w załączniku III. Odesłania do uchylonej dyrektywy odczytuje się jako odesłania do niniejszej dyrektywy zgodnie z tabelą korelacji zawartą w załączniku IV.	N		
Art. 73	Wejście w życie Niniejsza dyrektywa wchodzi w życie dwudziestego dnia po jej opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Art. 6 ust. 1, art. 7 ust. 2–5, art. 8 ust. 1, ust. 2 lit. a) – i) oraz k), ust. 3 i 4, art. 9 ust. 1, 3, 4 i 5, art. 10 ust. 2–10, art. 25, 27, 30, 35, 37, art. 38 ust. 1, 3 i 4, art. 39, 41, 43, 44 i 45, art. 46 ust. 1, art. 46 ust. 2 lit. a), b) i c) oraz lit. e)–h), art. 46 ust. 3–6, art. 47–50, art. 52, 53, 55, 56, 60, 64 i 65 stosuje się od dnia 1 stycznia 2021 r.	N		

	Art. 70 pkt 1–3, pkt 5 lit. b) oraz pkt 6 stosuje się od dnia 1 stycznia 2021 r. Art. 70 pkt 5 lit. a) stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r. Art. 70 pkt 4 stosuje się od dnia 26 października 2020 r.			
Art. 74	Adresaci Niniejsza dyrektywa skierowana jest do państw członkowskich.	N		
Załącznik I	MINIMALNE WYMAGANIA DOTYCZĄCE ROZLICZEŃ ORAZ INFORMACJI O ROZLICZENIACH 1. Minimum informacji, jakie należy zawrzeć w rachunku i w informacjach o rozliczeniach 1.1. Na rachunkach przekazywanych odbiorcom końcowym zamieszcza się w dobrze widocznym miejscu następujące kluczowe informacje, wyraźnie wyodrębnione od innych części rachunku: a) cenę do zapłaty oraz – w miarę możliwości – elementy składowe ceny oraz wyraźne zaznaczenie, że wszystkie źródła energii mogą również korzystać z zachęt, które nie zostały sfinansowane z opłat wskazanych w elementach składowych ceny; b) termin płatności. § 35 ust. 1e (projektowane RT)	N	Ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług Art. 1 pkt 62 lit. c tiret czwarty projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 12 w art. 46 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne § 35 ust. 1e projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie	Art. 106e ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług wymienia elementy faktur. Art. 46 ust. 4 dodaje się pkt 12 w brzmieniu: „12) minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymagania dotyczące informacji o rozliczeniach.”; § 35 1e. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, na fakturze wystawianej odbiorcy końcowemu wyraźnie wyróżnia, w dobrze widocznym miejscu kluczowe informacje: 1) wartość należności łącznej do zapłaty, jej elementy składowe wraz ze stawkami opłat, a także ich klasyfikację zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952, tj. czy są to: "energia i dostawa", "sieć" (przesył i dystrybucja) czy składnik obejmujący podatki, opłaty, obciążenia i należności, 2) informacje o ilościach produktów lub usług których rozliczenie dotyczy; 3) termin płatności.

			szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	
	1.2. Na rachunkach i w informacjach o rozliczeniach przekazywanych odbiorcom końcowym zamieszcza się w dobrze widocznym miejscu następujące kluczowe informacje, wyraźnie wyodrębnione od innych części rachunku i informacji o rozliczeniach: a) zużycie energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym; § 35 ust. 1 pkt. 1 b) nazwę i dane kontaktowe dostawcy, w tym numer telefonu, pod którym konsumenci mogą uzyskać wsparcie i adres e-mail; § 35 ust. 1 pkt. 4 c) nazwę taryfy; § 35 ust. 1 pkt. 5 d) w stosownych przypadkach – termin wygaśnięcia umowy; § 35 ust. 1 pkt 6 e) informacje na temat dostępności i korzyści płynących ze zmiany dostawcy; § 35 ust. 1 pkt 7 f) kod do celów zmiany dostawcy przez odbiorcę końcowego lub niepowtarzalny kod identyfikacyjny punktu dostawy energii do danego odbiorcy końcowego; § 35 ust. 1 pkt 8 g) informacje na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym dane kontaktowe podmiotu odpowiedzialnego zgodnie z art. 26;	T	Art. 5 ust. 6d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne § 32 rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną § 35 ust. 1 pkt. 1, 4–11	Art. 5: 6d. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej informuje odbiorcę tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. § 32. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych określonych w taryfie i uzgodnionych w umowie. 2. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne ustala w taryfie kilka okresów rozliczeniowych dla danej grupy taryfowej, odbiorca ma prawo wyboru okresu rozliczeniowego oraz jego zmiany, jednak nie częściej niż raz na 12 miesięcy. 3. Okres rozliczeniowy dla grup przyłączeniowych I–IV nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców. 4. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego w oparciu o rzeczywiste odczyty urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, dokonane w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego.

	§ 35 ust. 1 pkt. 9 h) kompleksowy punkt kontaktowy, o którym mowa w art. 25; § 35 ust. 1 pkt 10 i) link lub odniesienie informujące, gdzie można znaleźć narzędzia porównywania ofert zgodnie z art. 14. § 35 ust. 1 pkt 11		projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	5. W prognozach, o których mowa w ust. 4, należy uwzględniać zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze energii elektrycznej. § 35 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji, albo usługi kompleksowej albo sprzedażą energii elektrycznej, wystawiające odbiorcy końcowemu fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, przedstawia między innymi informacje o: 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności; 4) nazwę i dane kontaktowe tego przedsiębiorstwa, w tym numer telefonu oraz adres poczty elektronicznej; 5) grupie taryfowej, do której zakwalifikowany jest odbiorca; 6) jeżeli umowa między odbiorcą a przedsiębiorstwem została zawarta na czas określony, termin wygaśnięcia tej umowy; 7) na temat możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz korzyści z tego płynących; 8) kod do celów zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego lub niepowtarzalny kod identyfikacyjny punktu dostawy energii do danego odbiorcy końcowego; 9) na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym dane kontaktowe koordynatora do spraw negocjacji, o którym mowa art. 31a ustawy; 10) o kompleksowym punkcie kontaktowym, o którym mowa w art. 25 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125) Dyrektywy; 11) o dostępie do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii, o którym mowa w art. 31g ustawy.
	1.3. Jeżeli rachunki oparte są na rzeczywistym zużyciu lub zdalnym odczycie przez operatora, na rachunkach i w rozliczeniach okresowych odbiorców końcowych należy udostępnić lub dostarczyć wraz z takimi rachunkami i rozliczeniami następujące informacje, lub zamieścić w tych rachunkach i rozliczeniach informację, gdzie można takie informacje znaleźć:	N	Art. 5 ust. 6c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 5: 6c. Sprzedawca energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła informuje swojego odbiorcę o ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła zużytej przez tego odbiorcę w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła dla danej grupy taryfowej, z której ten odbiorca korzystał, a także o środkach

	a) porównania bieżącego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej; b) informacje kontaktowe organizacji konsumenckich, agencji ds. energii lub podobnych podmiotów, w tym adresy stron internetowych, na których można uzyskać informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej urządzeń pobierających energię; c) porównanie z przeciętnym znormalizowanym lub referencyjnym odbiorcą końcowym z tej samej kategorii użytkowników. § 35 ust. 1a		energetyczn e § 35 ust. 1a projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych. 6e. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię aktualnego zbioru praw konsumenta energii oraz zamieszcza ją na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym. Przez zbiór praw konsumenta energii rozumie się dokument sporządzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we współpracy z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi, organizacjami konsumentów, partnerami społecznymi, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz innymi zainteresowanymi stronami, zawierający praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. 6f. Kopię zbioru praw konsumenta energii, o którym mowa w ust. 6e, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. § 35 1a. Jeżeli rozliczenia z odbiorcami końcowymi realizowane są na podstawie danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia, w tym odczytywanych przez operatora systemu elektroenergetycznego w sposób zdalny, przedsiębiorstwo o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniu dołączanym do faktury, przedstawia informacje o których mowa poniżej, lub informuje odbiorcę końcowego, gdzie można takie informacje znaleźć: 1) porównanie zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego w okresie którego rozliczenie dotyczy, ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej; 2) informacje kontaktowe organizacji konsumenckich, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub podobnych podmiotów, w tym adresy stron internetowych, na których można uzyskać informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej urządzeń pobierających energię; 3) porównanie zużycia energii przez odbiorcę ze zużyciem średnim lub referencyjnym odbiorcy końcowego z tej samej grupy taryfowej.

	2. Częstotliwość rozliczeń i dostarczanie informacji o rozliczeniach: a) rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia dokonuje się co najmniej raz w roku; b) w przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu są udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy lub co trzy miesiące, na żądanie lub gdy odbiorca końcowy wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń; § 35 ust. 1b c) w przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, wymogi lit. a) i b) mogą zostać spełnione za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi; rachunki lub informacje o rozliczeniach mogą być oparte na zużyciu szacunkowym lub na stawce ryczałtowej jedynie w przypadku gdy odbiorca końcowy nie przekaże odczytu licznika za dany okres rozliczeniowy; § 35 ust. 1c d) jeżeli odbiorca końcowy posiada licznik umożliwiający zdalny odczyt przez operatora, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu podaje się co najmniej raz w miesiącu; informacje te mogą być również udostępniane w internecie i są aktualizowane tak często, jak na to pozwalają stosowane urządzenia i systemy. § 35 ust. 1d	T	§ 35 ust. 1b–1d projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	§ 35 1b. W przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą końcowym nie są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu są udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy, albo, na jego żądanie co trzy miesiące. Odbiorcy końcowemu, który wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń, udostępnia się dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu co trzy miesiące 1c. Wymóg o którym mowa w ust. 1b może zostać spełniony za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi; rachunki lub informacje o rozliczeniach mogą być oparte na zużyciu szacunkowym lub na stawce ryczałtowej jedynie w przypadku gdy odbiorca końcowy nie przekaże odczytu licznika za dany okres rozliczeniowy. 1d. W przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą końcowym są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu, właściwy operator systemu elektroenergetycznego dostarcza odbiorcy końcowemu dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu co najmniej raz w miesiącu. Informacje te mogą być udostępniane odbiorcy w formie elektronicznej.

	3. Cena dla odbiorcy końcowego w podziale na składniki Cena dla odbiorcy końcowego jest sumą trzech głównych składników: składnika „energia i dostawa”, składnika „sieć” (przesył i dystrybucja) oraz składnika obejmującego podatki, opłaty, obciążenia i należności. Jeżeli na rachunkach przedstawia się cenę dla odbiorcy końcowego w podziale na składniki, należy stosować w całej Unii wspólne definicje tych trzech składników, zapisane w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952 (1). § 35 ust. 1e pkt. 1)	T	§ 35 ust. 1e pkt 1 projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	§ 35 1e. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, na fakturze wystawianej odbiorcy końcowemu wyraźnie wyróżnia, w dobrze widocznym miejscu kluczowe informacje: 1) wartość należności łącznej do zapłaty, jej elementy składowe wraz ze stawkami opłat, a także ich klasyfikację zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952, tj. czy są to: "energia i dostawa", "sieć" (przesył i dystrybucja) czy składnik obejmujący podatki, opłaty, obciążenia i należności,
	4. Dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości Państwa członkowskie wprowadzają wymóg, aby w zakresie, w jakim dodatkowe informacje o zużyciu w przeszłości są dostępne, informacje te były na żądanie odbiorcy końcowego udostępniane dostawcy energii elektrycznej lub dostawcy usług elektroenergetycznych wskazanemu przez odbiorcę końcowego. Jeżeli odbiorca końcowy posiada zainstalowany licznik umożliwiający zdalny odczyt przez operatora, odbiorcy temu zapewnia się łatwy dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości, umożliwiających szczegółową samokontrolę. Informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości obejmują: a) dane zbiorcze za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy. Dane te muszą odpowiadać okresom, za które podawano informacje o rozliczeniach; oraz	N	Art. 11zc i 11zd ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 36 projektu ustawy w zakresie zmiany brzmienia art. 11zc ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo	Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektro-energetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach

	b) szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku, które udostępnia się odbiorcy końcowemu niezwłocznie przez internet lub interfejs licznika przynajmniej za okres poprzedzających 24 miesięcy lub za okres od rozpoczęcia obowiązywania umowy na dostawy energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy.		energetyczne pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) (uchylony) 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–5 i 7–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–5, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–5 i 7–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) (uchylony) 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;

				11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 5. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub podmiotom, które wykazały interes prawny. 6. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywają się w postaci elektronicznej i są nieodpłatne. Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–5 i 7–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablony oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh.

				Dane te będą udostępniane odbiorcy w ramach tzw. kokpitu. Rozwiązanie techniczne będzie rozwiązane na podstawie analizy: Opracowanie koncepcji dot. Kokpitu dla Odbiorcy/Prosumenta – czyli aplikacji/portalu CSIRE dla Odbiorców/Prosumentów. Analiza byłaby sporządzona na potrzeby odbiorców energii elektrycznej, w tym prosumentów odnośnie zakresu informacji oraz sposobu ich udostępniania z Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Projekt ustawy UC74: w art. 11zc: a) w ust. 1: – w pkt 1 i 2 wyraz „dane” zastępuje się wyrazem „informacje”, – w pkt 3 skreśla się wyrazy: „lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał”, – w pkt 5 wyrazy „wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii” zastępuje się wyrazami „określonych w przepisach prawa”, – po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu: „6a) podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z wytwórcą energii elektrycznej lub z odbiorcą końcowym przyłączonym do sieci przesyłowej;”, – w pkt 10 skreśla się wyrazy „handlowe” b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Podmioty, o których mowa w art. 11zg ust. 1, mogą zlecać przetwarzanie informacji rynku energii w ich imieniu podmiotom trzecim.”; c) w ust. 5 w pkt 1 skreśla się wyraz „

5. Podawanie informacji o źródłach energii Dostawcy podają na rachunkach informacje o udziale każdego źródła energii w energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę końcowego na podstawie umowy o dostawę energii elektrycznej (podawanie informacji na poziomie produktu). Na rachunkach i w rozliczeniach okresowych udostępnia się odbiorcy końcowemu następujące informacje lub w tych rachunkach i rozliczeniach okresowych wskazuje się, gdzie można znaleźć te informacje: a) informacje o udziale każdego źródła energii w ogólnym koszyku energetycznym dostawcy (na poziomie krajowym, to znaczy w państwie członkowskim, w którym została zawarta umowa na dostawę energii elektrycznej, jak również na poziomie dostawcy, jeśli dostawca prowadzi działalność w kilku państwach członkowskich) w poprzednim roku, przedstawione w sposób zrozumiały i umożliwiający łatwe porównanie; b) informacje dotyczące oddziaływania na środowisko, co najmniej pod względem emisji CO₂ i odpadów promieniotwórczych powstałych przy produkcji energii elektrycznej z ogólnego koszyka energetycznym wykorzystanych przez dostawcę w poprzednim roku. W odniesieniu do akapitu drugiego lit. a) w przypadku energii elektrycznej otrzymanej za pośrednictwem giełdy energii elektrycznej lub importowanej z przedsiębiorstwa znajdującego się poza Unią można wykorzystywać zbiorcze dane za poprzedni rok dostarczone przez giełdę energii elektrycznej lub przez dane przedsiębiorstwo. Do celów podawania informacji o energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji można wykorzystywać gwarancje pochodzenia wydane zgodnie z art. 14 ust. 10 dyrektywy 2012/27/UE. Podawanie informacji o energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych odbywa się z wykorzystaniem gwarancji pochodzenia, z wyjątkiem przypadków określonych w art. 19 ust. 8 lit. a) i b) dyrektywy (UE) 2018/2001. Organ regulacyjny lub inny właściwy organ krajowy podejmują niezbędne działania w celu zapewnienia, aby	N	Art. 5 ust. 6a – 6c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne § 37 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	Art. 5 6a. Sprzedawca paliw gazowych lub energii powinien powiadomić odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki. 6a. Sprzedawca energii elektrycznej informuje swoich odbiorców o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów. 6b. W przypadku energii elektrycznej kupowanej na giełdzie towarowej lub importowanej z systemu elektroenergetycznego państw niebędących członkami Unii Europejskiej, informacje o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej mogą być sporządzone na podstawie zbiorczych danych dotyczących udziału poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej, w których energia ta została wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym. 6c. Sprzedawca energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła informuje swojego odbiorcę o ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła zużytej przez tego odbiorcę w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła dla danej grupy taryfowej, z której ten odbiorca korzystał, a także o środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468 i 868) i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych. § 37. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o: 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym, 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o: a) wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji

	informacje dostarczane odbiorcom końcowym przez dostawców zgodnie z niniejszym punktem były rzetelne i przedstawiane, na poziomie krajowym, w sposób umożliwiający łatwe porównanie.			dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów, b) środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń – w terminie do dnia 31 marca każdego roku. 2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz umieszczane na stronie internetowej sprzedawcy energii elektrycznej.
Załącznik II	INTELIĞENTNE SYSTEMY OPOMIAROWANIA 1. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoim terytorium inteligentnych systemów opomiarowania, które mogą być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego opomiarowania jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i efektywna kosztowo oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. 2. W ocenie takiej uwzględnia się metody analizy kosztów i korzyści oraz minimalny zestaw funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania, przewidziany w zaleceniu Komisji 2012/148/UE (1), jak również najlepsze dostępne techniki służące zapewnieniu najwyższego poziomu cyberbezpieczeństwa i ochrony danych. 3. Z zastrzeżeniem takiej oceny państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczony właściwy organ przygotowują harmonogram wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, wyznaczając termin docelowy wynoszący do dziesięciu lat. W przypadku gdy wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania zostanie ocenione pozytywnie, w ciągu 7 lat od daty uzyskania takiej pozytywnej oceny lub do 2024 r. w przypadku tych państw członkowskich, które rozpoczęły systematyczne wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania przed dniem 4 lipca 2019 r., przynajmniej	N	Art. 11t ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia: 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%, 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%, 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. Komentarz: Co prawda w projekcie ustawy przewidziano dłuższy harmonogram aniżeli wynika to z dyrektywy. Jednakże skrócenie tego okresu pozbawi użytkowników systemu w tym jednostki sektora finansów

	80 % odbiorców końcowych wyposaża się w inteligentne liczniki.		publicznych korzyści wynikających z systemu inteligentnego opomiarowania. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przeprowadziło symulację skrócenia okresu instalacji LZO. Wnioski są następujące: Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż, przy założeniu, że: 1. Projekt związany z utworzeniem OIRE miałby analogiczny harmonogram, jak w rozwiązaniu zaproponowanym w projekcie ustawy i funkcjonalne oddanie systemu nastąpiłoby w drugiej połowie 2022 roku (czyli po 3 latach), 2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczęliby osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE w 2023 roku, 3. Utrzymany byłby ośmioletni cykl legalizacyjny, 4. Utrzymana pozostałaby ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD), 5. Maksymalny próg 80% liczników zdalnego odczytu zostałby wyznaczony na koniec 2023 roku, 6. Ścieżka wdrożenia kształtowałaby się jak poniżej: a) 2019 – 10%, b) 2020 – 25%, c) 2021 – 40%, d) 2022 – 60%, e) 2023 – 80%, 7. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na znaczny wzrost popytu i możliwą ograniczoną zdolność producentów do jego zaspokojenia w ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosłyby o łącznie 10% i do końca 2023 roku nie zmniejszyłyby się, 8. Jeśli przyjmemy, że skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynęłoby na budżety OSD, to korzyści osiągane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim jak również redukcji strat handlowych i technicznych, zostałyby w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i byłoby to odpowiednio 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych, – bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. 2 808 mln zł.

				W porównaniu do rekomendowanego rozwiązania dla którego bilans kosztów i korzyści wynikający z 10–letniego harmonogramu zaproponowanego w projekcie ustawy, przedstawia się w perspektywie 10 lat korzystnie (wartość dodatnia), w wymiarze ok. 5 mld zł.

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany rozporządzenia			
2.	Tytuł rozporządzenia			
	Rozporządzenie 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 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie rozporządzenia			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy rozporządzenia			
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295), Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2686).			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia 2019/943	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
1.	Art. 2 pkt 4	4) „ograniczenie przesyłowe” oznacza sytuację, gdy nie wszystkie składane przez uczestników rynku zlecenia obrotu między obszarami sieci mogą zostać wykonane, ponieważ ich realizacja w znaczącym stopniu wpłynęłaby na fizyczne przepływy energii w elementach sieci, które nie są w stanie obsłużyć tych przepływów;	Art. 1 pkt 2 lit. 1 projektu ustawy – dodanie pkt 23e w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne	23e) ograniczenia sieciowe – ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943;
2.	Art. 2 pkt 11	11) „energia bilansująca” oznacza energię wykorzystywaną przez operatorów systemów przesyłowych do bilansowania;	Art. 1 pkt 2 lit. 1 projektu ustawy – dodanie pkt 23d w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne	23d) energia bilansująca – energię bilansującą w rozumieniu art. 2 pkt 11 rozporządzenia 2019/943;
3.	Art. 13	1. Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzi odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.	Art. 1 pkt 13 lit. b, d projektu ustawy – dodanie ust. 2e, 8d ¹⁰ w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne	Art. 7: „2e. Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2 – 2b i 2d, zawiera postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyła lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania

	2. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych oraz wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. Oferty energii bilansującej używane do redysponowania nie mogą określać ceny energii bilansującej. 3. Redysponowanie jednostkami wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych, może być stosowane wyłącznie w przypadku gdy: a) brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych; b) wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych; c) liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub d) aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym zgodnie z art. 16 ust. 8. 4. Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz	Art. 1 pkt 19 lit. e projektu ustawy – dodanie ust. 7a–7o w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne	ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1.”, „8d¹⁰. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku wydania polecenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na warunkach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. Po ustaniu przyczyn, o których mowa w zdaniu pierwszym, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.”, art. 9c: „7a. W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać: 1) bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci przesyłowej lub 2) za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z siecią przesyłową – wytwórcy przyłączonemu do tej sieci dystrybucyjnej lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej – polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub zmniejszenia mocy wytwarzanej

	w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące: a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru; b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem; c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność. Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w akapicie pierwszym lit. a), b) i c), w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień. 5. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria ustanowione przez organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych: a) gwarantują zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty	przez tą jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 7b. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach określonych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, w koordynacji z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydać: 1) bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do jego sieci lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do jego sieci lub 2) za pośrednictwem innego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, wytwórcy przyłączonemu do sieci tego operatora lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do sieci tego operatora, którego sieć dystrybucyjna nie jest bezpośrednio połączona z siecią przesyłową, a sieci obu operatorów posiadają bezpośrednie połączenie – polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez ten magazyn, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 7c. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydaje wytwórcy polecenie, o którym mowa w ust. 7a, w celu: 1) równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w odniesieniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, których moc zainstalowana mieści się w następujących przedziałach: a) 400 kW i większej, b) 200 kW i mniejszej niż 400 kW, c) większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW – począwszy od jednostek wytwórczych, których moc

	sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci, chyba że państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, postanowi inaczej; b) podejmują odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji; c) zapewniają wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać. 6. W przypadku stosowania redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy, które nie opiera się na zasadach rynkowych, zastosowanie mają następujące zasady: a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci; b) energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby	zainstalowana mieści się w przedziale, o którym mowa w lit. a, dążąc do minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy, wyznaczanego jako suma rekompensat finansowych, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych, oraz 2) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, kierując się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dąży do minimalizacji tego zmniejszenia. 7d. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wydając polecenie wytwórcy, o którym mowa w ust. 7b, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, kieruje się kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, dążąc do minimalizacji tego zmniejszenia. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informuje operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego o planowanym wyłączeniu jednostki wytwórczej lub zmniejszeniu mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą niezwłocznie po zidentyfikowaniu takiej potrzeby. 7e. Operator systemu elektroenergetycznego wydając posiadaczowi magazynu energii elektrycznej polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, kieruje się kryteriami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 7f. Przepisu ust. 7a w zakresie równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię nie stosuje się do jednostek wytwórczych, o których mowa: 1) ust. 7c pkt 1 lit a i b, niewyposażonych w układy regulacji mocy czynnej zapewniającej zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej, 2) ust. 7c pkt 1 lit. c, niewyposażonych w układy umożliwiające zaprzestanie generacji mocy czynnej lub zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej – dla których z przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, aktów prawnych wydanych na podstawie art. 59–61

	niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci; c) energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci; d) redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a), b) i c) uzasadnia się w należyty i przejrzysty sposób. Uzasadnienie to uwzględnia się w sprawozdaniu przewidzianym w ust. 3. 7. W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Taka rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty: a) kwota dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; b) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na	rozporządzenia 2019/943, z metod, warunków, wymogów i zasad dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych, lub wydanych warunków przyłączenia, lub instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, nie wynika wymóg wyposażenia w takie układy. 7g. Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej. 7h. Rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943: 1) oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, którego dotyczyło polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, 2) w przypadku, o którym mowa w ust. 7a pkt 2 lub ust. 7b pkt 2, oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, za pośrednictwem którego jest przekazywane polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, działając w imieniu własnym, lecz na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego wydającego polecenie – przy czym rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 tego rozporządzenia, jest rozliczana w ramach umowy o świadczenie usług przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. 7i. Żądanie wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wraz z danymi stanowiącymi podstawę ustalenia wysokości tej rekompensaty zgłasza się operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, w terminie i zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1. Roszczenie o wypłatę rekompensaty finansowej wygasa, jeżeli

		rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałyby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto.	nie zostanie zgłoszone przed upływem 180 dni od ostatniego dnia miesiąca kalendarzowego, w którym zostało wykonane polecenie tego operatora skutkujące obowiązkiem wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 7j. Operator systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, o którym mowa w ust. 7a lub 7b, zwraca środki finansowe z tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacone przez operatora systemu elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 7h pkt 2. 7k. W przypadku rekompensat należnych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do koordynowanej sieci 110kV instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1, określa kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest uznawany za wydającego polecenie i zobowiązanego do zapłaty rekompensaty, uwzględniając obowiązek stosowania się przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, o którym mowa ust. 3 pkt 12. 7l. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane umożliwiające weryfikację obliczania rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e. Zakres oraz terminy przekazywania danych określa instrukcja, o której mowa w art. 9g ust. 1. 7m. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w terminie 14 dni od dnia zawarcia lub zmiany umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej przekazuje

			operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane dotyczące przyłączonych do jego sieci jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej, niezbędne do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e. 7n Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, w terminie 14 dni od dnia zawarcia lub zmiany umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej, przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, dane dotyczące przyłączonych do jego sieci jednostek wytwórczych oraz magazynów energii elektrycznej, niezbędne do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a lub 7b, w tym informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 2e. 7o. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie, o którym mowa w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, w terminie do dnia 1 marca każdego roku.	Art. 1 pkt 23 lit. a tiret pierwszy i piąty i lit. i projektu ustawy – zmiana pkt 1 oraz dodanie pkt 6a w art. 9g ust. 4 i zmiana art. 9g ust. 8d ustawy – Prawo energetyczne	Art. 9g: ust. 4: 1) przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych, magazynów energii elektrycznej i, oraz linii bezpośrednich oraz przyłączania z zastrzeżeniem ograniczeń gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w odniesieniu do urządzeń wytwórczych i magazynów energii elektrycznej, w celu

			równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6a) wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, oraz obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu nierynkowego redysponowania jednostkami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru lub słońca, lub magazynów energii elektrycznej oraz kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest uznawany za wydającego polecenie i obowiązany do zapłaty rekompensaty w przypadku poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, wydanych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do koordynowanej sieci 110kV, oraz rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b; - ust. 8d: „8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję, jeżeli: 1) spełnia ona wymagania określone w ustawie, jest zgodna z przepisami odrębnymi, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego; 2) warunki na jakich przyłączane są urządzenia wytwórcze i magazyny energii elektrycznej, w zakresie, w jakim przewiduje uprawnienie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub przyłączenia z zastrzeżeniem ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, są wprowadzone na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur i nie tworzą nieuzasadnionych przeszkód utrudniających wejście na rynek.”,	Art. 1 pkt 60 lit. b projektu ustawy – dodanie ust. 1o w Art. 45 ust. 1o: 1o. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii

			art. 45 ustawy – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 65 lit. a tiret dziewiąty projektu ustawy – dodanie pkt 27a w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Art. 7 pkt 6 projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 83 ustawy o odnawialnych źródłach energii,	elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się rekompensaty finansowe, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacane w związku z wydaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b. Art. 56 ust. 1 pkt 27a: „27a) nie stosuje się do poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b;”, Ustawa o odnawialnych źródłach energii: w art. 83: a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży, o którym mowa w ust. 2: 1) przyjmuje się, że całkowita ilość energii elektrycznej niewytworzonej w okresach objętych poleceniami, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, nie jest wyższa od ilości energii elektrycznej, którą właściwy operator systemu elektroenergetycznego wyznaczył jako zredukowaną; 2) o przyporządkowaniu części lub całej ilości energii, o której mowa w pkt 1, decyduje wytwórca, przekazując operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, informację, o której mowa w art. 93 ust. 18 zdanie pierwsze.”; b) ust. 3c dodaje się zdanie drugie w brzmieniu: „W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”;

			Art. 7 pkt 7 projektu ustawy – dodanie ust. 14-19 w art. 93 ustawy o odnawialnych źródłach energii,	w art. 93 dodaje się ust. 14–19 w brzmieniu: ”14. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączone są instalacje odnawialnych źródeł energii, informacje o instalacjach odnawialnych źródeł energii, na potrzeby wyznaczenia jednostkowych kosztów wynikających z poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, oraz rozliczeń za energię zredukowaną, w szczególności: 1) dane identyfikacyjne uwzględniające: a) nazwę wytwórcy, b) nazwę jednostki wytwórczej, c) miejsce przyłączenia jednostki wytwórczej, d) numer identyfikacji podatkowej (NIP) wytwórcy, jeżeli posiada, e) numer wytwórcy i instalacji odnawialnego źródła energii nadany w internetowej platformie aukcyjnej; 2) rodzaj systemu wsparcia, z którego wytwórca korzysta albo będzie korzystał; 3) informację o cenie aukcyjnej oraz cenie skorygowanej na dany rok dla wytwórcy, który korzysta lub będzie korzystał z aukcyjnego systemu wsparcia; 4) informację o dacie rozpoczęcia przez wytwórcę realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8; 5) informację o osiągnięciu przez wytwórcę pełnej realizacji zobowiązania produkcji i sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia; 6) informację o dacie zakończenia korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia. 15. W przypadku zmiany informacji, o których mowa w ust. 14, operator rozliczeń energii odnawialnej dokonuje ich aktualizacji i w terminie 14 dni przekazuje informację o ich zmianie właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego. 16. Na potrzeby wyznaczania jednostkowych kosztów poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne oraz rozliczeń za energię niewyprodukowaną w

				następstwie wydania tych poleceń, Prezes URE przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączone są instalacje odnawialnych źródeł energii, informacje o instalacjach odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących energię wiatru lub energię promieniowania słonecznego, którym przysługuje prawo do uzyskania świadectw pochodzenia, w szczególności: 1) dane identyfikacyjne uwzględniające: a) nazwę wytwórcy, b) lokalizację jednostki wytwórczej, c) numer identyfikacji podatkowej (NIP) wytwórcy, jeżeli posiada, d) numer wpisu wytwórcy we właściwym rejestrze; 2) informacje o instalacjach odnawialnego źródła energii, którym po dniu 31 grudnia 2020 r. przysługuje prawo do uzyskiwania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej od dnia 1 stycznia 2021 r.; 3) informację o dacie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w danej instalacji odnawialnego źródła energii, potwierdzonej wydanym świadectwem pochodzenia; 4) informację o utracie prawa korzystania przez wytwórcę z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia w danej instalacji odnawialnego źródła energii. 17. W przypadku zmiany informacji, o których mowa w ust. 16 pkt 1–3, Prezes URE dokonuje ich aktualizacji i w terminie 14 dni od jej dokonania, przekazuje informację właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego. Informację, o której mowa w ust. 16 pkt 4, przekazuje się niezwłocznie. 18. W przypadku wydania przez operatora systemu elektroenergetycznego polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, wytwórca informuje operatora, do którego sieci jest przyłączony, czy i jaka część zredukowanej energii powinna zostać rozliczona w danym systemie wsparcia, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia. W przypadku nieprzekazania przez wytwórcę informacji, o której mowa w zdaniu pierwszym, w terminie 14 dni od daty wydania polecenia, zredukowana energia nie zostanie zaliczona do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu

				wsparcia. 19. W przypadku zgłoszenia przez wytwórcę zaliczenia ilości energii elektrycznej, niewyprodukowanej w instalacji odnawialnego źródła energii w wyniku polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne, wydanego przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE, o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania 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. Jeżeli właściwy operator systemu elektroenergetycznego otrzymał informacje później niż 14 dni przed upływem terminu wskazanego w zdaniu pierwszym, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, nie później niż w terminie 14 dni od daty otrzymania informacji.”;
			Art. 33 projektu ustawy	Art. 33. Przekazanie informacji, o których mowa w art. 93 ust. 14 pkt 1 i ust. 16 pkt 1–3 ustawy zmienianej w art. 7, następuje po raz pierwszy na wniosek właściwego operatora systemu elektroenergetycznego złożony nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
4.	Art. 16	Artykuł 16. Ogólne zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi 1. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się za pomocą niedyskryminacyjnych i opartych na zasadach rynkowych środków dających skuteczne sygnały ekonomiczne zaangażowanym uczestnikom rynku i operatorom systemów przesyłowych. Problemy ograniczeń przesyłowych sieci rozwiązuje się przy użyciu metod nieopartych na transakcjach, czyli metod, które nie zawierają elementu wyboru między umowami poszczególnych uczestników rynku. Podejmując środki operacyjne mające na celu zapewnienie utrzymania swoich	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy – zmiana brzmienia art. 11f ustawy – Prawo energetyczne	w art. 11f wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i art. 11d oraz w art. 16 ust. 2 rozporządzenia 2019/943 powinny:”;

		systemów przesyłowych w normalnym stanie, operator systemu przesyłowego uwzględnia wpływ tych środków na sąsiadujące obszary regulacyjne oraz koordynuje takie środki z innymi operatorami systemów przesyłowych, na których ma to wpływ, jak przewidziano w rozporządzeniu (UE) 2015/1222. 2. Procedury ograniczania transakcji stosuje się jedynie w sytuacjach awaryjnych, czyli w przypadku gdy operator systemu przesyłowego musi działać szybko, a redysponowanie lub zakupy przeciwne nie są możliwe. Każdą taką procedurę stosuje się w sposób niedyskryminacyjny. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej uczestnicy rynku, którym przydzielono zdolność, otrzymują rekompensatę za każde takie ograniczenie. 3. Regionalne centra koordynacyjne dokonują skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 4 i 8 niniejszego artykułu, jak przewidziano w art. 37 ust. 1 lit. a) oraz w art. 42 ust. 1. Regionalne centra koordynacyjne wyznaczają międzyobszarowe zdolności przesyłowe uwzględniając granice bezpieczeństwa pracy systemu z wykorzystaniem danych od operatorów systemów przesyłowych, w tym danych dotyczących technicznej dostępności działań zaradczych, nie włączając w to wyłączenia obciążenia. W przypadku gdy regionalne centra koordynacyjne stwierdzą, że te dostępne działania zaradcze w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych lub pomiędzy regionami wyznaczania zdolności przesyłowych nie wystarczą do osiągnięcia trajektorii liniowej zgodnie z art. 15 ust. 2 lub minimalnych zdolności przewidzianych w ust. 8 niniejszego artykułu, przy jednoczesnym uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu, mogą w ostateczności ustanowić skoordynowane działania służące odpowiedniemu zmniejszeniu międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Operatorzy systemów przesyłowych mogą odejść od skoordynowanych działań w odniesieniu do skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych i skoordynowanej analizy bezpieczeństwa tylko zgodnie z art. 42 ust. 2.		

		Przed upływem trzech miesięcy po uruchomieniu regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 35 ust. 2 niniejszego rozporządzenia, a następnie co trzy miesiące, regionalne centra koordynacyjne przedkładają odpowiednim organom regulacyjnym oraz ACER sprawozdanie dotyczące każdego zmniejszenia zdolności przesyłowych lub odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z akapitem drugim oraz dokonują oceny efektów i, w razie konieczności, wydają zalecenia dotyczące sposobu uniknięcia takiego odejścia od skoordynowanych działań w przyszłości. Jeżeli ACER stwierdzi, że warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione lub mają charakter strukturalny, przedkłada opinię odpowiednim organom regulacyjnym oraz Komisji. Właściwe organy regulacyjne podejmują odpowiednie działania wobec operatorów systemów przesyłowych lub regionalnych centrów koordynacyjnych zgodnie z art. 59 lub 62 dyrektywy (UE) 2019/944 jeżeli warunki wstępne odejścia od skoordynowanych działań zgodnie z niniejszym ustępem nie zostały spełnione. Plan działania, o którym mowa w art. 14 ust. 7, lub aktualizacja istniejącego planu działania odnoszą się do przypadków odejścia od skoordynowanych działań o charakterze strukturalnym. 4. Uczestnikom rynku udostępnia się maksymalny poziom zdolności połączeń wzajemnych oraz sieci przesyłowych, na które wpływają przepływy transgraniczne, spełniając standardy bezpieczeństwa pracy sieci. W celu maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych, aby osiągnąć minimalną zdolność przewidzianą w ust. 8 stosuje się zakupy przeciwne i redysponowanie, w tym redysponowanie transgraniczne. Aby umożliwić taką maksymalizację, stosuje się skoordynowany i niedyskryminacyjny proces transgranicznych działań zaradczych, zgodnie z metodą podziału kosztów		

		redysponowania i zakupów przeciwnych. 5. Zdolność przesyłową alokuje się w drodze aukcji typu explicit dotyczących zdolności przesyłowych lub aukcji typu implicit dotyczących zarówno zdolności przesyłowych, jak i energii. Obie metody mogą funkcjonować jednocześnie dla tego samego połączenia wzajemnego. Na potrzeby obrotu na rynku dnia bieżącego stosuje się notowania ciągłe, których uzupełnienie mogą stanowić aukcje. 6. W przypadku ograniczeń przesyłowych wygrywa najwyższa ważna oferta dotycząca przepustowości sieci, oferująca najwyższą wartość za ograniczoną zdolność przesyłową w danym przedziale czasowym, niezależnie od tego, czy została złożona w ramach aukcji typu implicit czy explicit. Ustalanie cen bazowych w ramach metod alokacji zdolności przesyłowych jest dozwolone wyłącznie w przypadku nowych połączeń wzajemnych, które korzystają ze zwolnienia na podstawie art. 7 rozporządzenia (WE) nr 1228/2003, art. 17 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 lub art. 63 niniejszego rozporządzenia. 7. Zdolności przesyłowe są przedmiotem swobodnego obrotu na rynku wtórnym, pod warunkiem że operator systemu przesyłowego zostanie o tym fakcie poinformowany z odpowiednim wyprzedzeniem. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego sprzeciwia się jakimkolwiek obrotowi (transakcji) na rynku wtórnym, w jasny i przejrzysty sposób komunikuje i wyjaśnia to wszystkim uczestnikom rynku oraz powiadamia o tym organ regulacyjny. 8. Operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowym w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych		

		wewnątrz obszarów rynkowych. Bez uszczerbku dla stosowania odstępstw na podstawie ust. 3 i 9 niniejszego artykułu oraz dla stosowania art. 15 ust. 2, wymogi niniejszego ustępu uznaje się za spełnione w przypadku osiągnięcia następujących minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego: a) w przypadku granic, na których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, minimalna zdolność wynosi 70 % zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009; b) w przypadku granic, na których stosuje się metodę FBA, minimalna zdolność stanowi margines ustalony w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych, dostępny dla przepływów wynikających z wymiany międzystrefowej. Margines wynosi 70 % zdolności przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy wewnątrzstrefowych i międzystrefowych krytycznych elementów sieci, z uwzględnieniem zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przyjętymi na podstawie art. 18 ust. 5 rozporządzenia (WE) nr 714/2009. Całkowitą wartość 30 % można wykorzystać na potrzeby marginesów niezawodności, przepływów kołowych i przepływów wewnętrznych na każdym krytycznym elemencie sieci. 9. Na wniosek operatorów systemów przesyłowych z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych odpowiednie organy regulacyjne mogą przyznać odstępstwo od ust. 8 z przewidywalnych przyczyn, w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. Takiego odstępstwa, które nie mogą dotyczyć ograniczania zdolności przesyłowych przydzielonych już na podstawie ust. 2, przyznaje się każdorazowo na okres nieprzekraczający roku lub, o ile zakres odstępstwa		

		zmniejszy się znacząco po pierwszym roku, do maksymalnie dwóch lat. Zakres takich odstępstw jest bezwzględnie ograniczony do tego, co jest konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, a w ramach takich odstępstw unika się dyskryminacji między wymianami wewnątrzstrefowymi i międzystrefowymi. Przed przyznaniem odstępstwa odpowiedni organ regulacyjny konsultuje się z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich wchodzących w skład regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, na które ma to wpływ. W przypadku gdy jeden z organów regulacyjnych nie zgadza się z proponowanym odstępstwem, decyzję w sprawie przyznania odstępstwa podejmuje ACER zgodnie z art. 6 ust. 10 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/942. Uzasadnienie i powody przyznania odstępstwa zostają opublikowane. W przypadku gdy przyznano odstępstwo, właściwy operator systemu przesyłowego opracowuje i publikuje metodę i przedsięwzięcia mające zapewnić długoterminowe rozwiązanie kwestii, którą rozwiązać ma odstępstwo. Odstępstwo wygasa z upływem terminu odstępstwa lub w momencie zastosowania rozwiązania, w zależności od tego, który z tych terminów przypada wcześniej. 10. Ze stosownym wyprzedzeniem w stosunku do danego okresu eksploatacyjnego uczestnicy rynku informują odpowiednich operatorów systemów przesyłowych, czy zamierzają wykorzystać przydzielone im zdolności. Każda niewykorzystana przydzielona zdolność jest ponownie udostępniana na rynku w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny. 11. W miarę możliwości technicznych operatorzy systemów przesyłowych bilansują zapotrzebowanie na wszelkie przepływy mocy w przeciwnym kierunku na ograniczonym przesyłowo połączeniu wzajemnym, aby maksymalnie wykorzystać zdolność tego połączenia. Z pełnym uwzględnieniem bezpieczeństwa sieci nie można odmówić		

		przeprowadzenia transakcji zmniejszających ograniczenia przesyłowe. 12. Konsekwencjami finansowymi niewypełnienia obowiązków związanych z alokacją zdolności przesyłowych obciąża się operatorów systemów przesyłowych lub NEMO, którzy są za takie niewypełnianie obowiązków odpowiedzialni. W przypadku gdy uczestnicy rynku nie wykorzystują zdolności przesyłowych, które zobowiązali się wykorzystać, lub – w przypadku zdolności przesyłowych będących przedmiotem aukcji typu explicit – nie odsprzedadzą tych zdolności przesyłowych na rynku wtórnym ani nie zwrócą w stosownym terminie, ci uczestnicy rynku tracą prawa do tych zdolności przesyłowych oraz uiszczają opłatę odzwierciedlającą koszty. Wszelkie opłaty odzwierciedlające koszty nakładane z tytułu niewykorzystania zdolności przesyłowych muszą być uzasadnione i proporcjonalne. Jeżeli operator systemu przesyłowego nie wypełnia swojego obowiązku zapewnienia niezawodnych zdolności przesyłowych, odpowiedzialny jest za zrekompensowanie uczestnikowi rynku utraty praw do zdolności przesyłowych. W tym celu nie uwzględnia się strat następczych. Kluczowe pojęcia i metody stosowane przy określaniu odpowiedzialności powstałej w przypadku niewypełnienia obowiązków określa się z wyprzedzeniem w odniesieniu do konsekwencji finansowych oraz poddaje przeglądowi przez odpowiedni organ regulacyjny. 13. Przy podziale kosztów działań zaradczych pomiędzy operatorów systemów przesyłowych organy regulacyjne analizują, w jakim zakresie przepływy wynikające z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych przyczyniają się do ograniczeń przesyłowych między dwoma obserwowanymi obszarami rynkowymi, oraz na podstawie udziału w ograniczeniach przesyłowych dzielą koszty między operatorów systemów przesyłowych z obszarów rynkowych odpowiedzialnych za powstanie tych przepływów, z wyjątkiem kosztów związanych z		

		przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych i będących poniżej poziomu, którego można by oczekiwać gdyby strukturalnych ograniczeń przesyłowych na danym obszarze rynkowym nie było. Poziom ten jest analizowany i ustalany wspólnie przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych z danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych dla każdej poszczególnej granicy obszaru rynkowego oraz podlega zatwierdzeniu przez wszystkie krajowe organy regulacyjne tego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych.		
5.	Art. 23 ust. 5	5. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim opiera się na przejrzystej metodzie zapewniającej, aby ocena: a) była przeprowadzana na poziomie każdego obszaru rynkowego obejmującego przynajmniej wszystkie państwa członkowskie; b) opierała się na odpowiednich centralnych scenariuszach referencyjnych prognozowanego popytu i podaży, w tym na ocenie ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla; c) zawierała odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych mają rozwiązać; d) odpowiednio uwzględniała udział wszystkich zasobów –	Art. 1 pkt 43 projektu ustawy – dodanie art. 15i w ustawie – Prawo energetyczne Art. 27 projektu ustawy	Art. 15i. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, i dokonuje jej aktualizacji na podstawie metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia 2019/943, stosując ją odpowiednio w takim zakresie, w jakim została zastosowana przez ENTSO energii elektrycznej w danym okresie oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz w zakresie właściwym dla wykonywania oceny na poziomie krajowym: 1) jeżeli okoliczności uzasadniają opracowanie; 2) na wniosek ministra właściwego do spraw energii. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zamieszcza na swojej stronie internetowej aktualną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym. 3. W przypadku stwierdzenia w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym występowania problemu z wystarczalnością zasobów, który nie został stwierdzony w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego powiadamia o tym ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przekazując uzasadnienie stwierdzonej rozbieżności.”; Art. 27. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje po raz pierwszy ocenę wystarczalności zasobów na

	w tym istniejących i przyszłych możliwości wytwórczych, magazynowania energii, integracji sektorowej, odpowiedzi odbioru oraz importu i eksportu i ich udziału w elastycznej pracy systemu; e) przewidywała prawdopodobny wpływ środków, o których mowa w art. 20 ust. 3; f) obejmowała warianty bez istniejących lub planowanych mechanizmów zdolności wytwórczych oraz, w stosownych przypadkach, warianty z takimi mechanizmami; g) opierała się na modelu rynkowym wykorzystującym, w stosownych przypadkach, metodę FBA; h) wykorzystywała wyliczenia probabilistyczne; i) stosowała jednolite narzędzie modelowania; j) obejmowała przynajmniej następujące wskaźniki, o których mowa w art. 25: — „oczekiwana ilość niedostarczonej energii” (ang. expected energy not served), oraz — „oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” (ang. loss of load expectation); k) identyfikowała źródła ewentualnych problemów z wystarczalnością zasobów, w szczególności czy źródłem tych problemów są ograniczenia sieci, ograniczenie zasobów czy oba; l) uwzględniała rzeczywisty rozwój sieci; m) zapewniała właściwe uwzględnienie krajowej specyfiki jednostek wytwarzania, elastyczności popytu i magazynowania energii elektrycznej, dostępności zasobów energii pierwotnej i poziomu wzajemnych połączeń.		poziomie krajowym, o której mowa w art. 15i ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, na potrzeby przygotowania oceny funkcjonowania rynku mocy, o której mowa w art. 103 ustawy zmienianej w art. 9.

6.	Art. 24	Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 1. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mają zasięg regionalny i opierają się na metodzie, o której mowa w art. 23 ust. 3, w szczególności w art. 23 ust. 5 ust. 4 lit. b)–m). Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym obejmują centralne scenariusze referencyjne, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b). Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą uwzględniać dodatkowe poziomy wrażliwości oprócz tych, o których mowa w art. 23 ust. 5 lit. b). W takich przypadkach oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mogą: a) przyjmować założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną; b) korzystać z narzędzi i spójnych najnowszych danych uzupełniających te wykorzystywane przez ENTSO energii elektrycznej na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Ponadto w ocenach wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, przy ocenie udziału dostawców zdolności wytwórczych znajdujących się w innym państwie członkowskim w bezpieczeństwo dostaw dla obszarów rynkowych, których oceny te dotyczą, stosuje się metodę przewidzianą w art. 26 ust. 11 lit. a). 2. Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz, w stosownych przypadkach, ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz opinię ACER, o której mowa ust. 3, podaje się do wiadomości publicznej. 3. W przypadku gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stwierdzono problem w odniesieniu do jednego z obszarów rynkowych, który nie został zidentyfikowany w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, do oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym włącza się uzasadnienie rozbieżności między tymi dwiema ocenami wystarczalności zasobów, w tym szczegółowe informacje dotyczące	Art. 1 pkt 19 lit. f projektu ustawy – zmiana brzmienia ust. 9b w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, Art. 1 pkt 40 lit. a projektu ustawy – dodanie pkt 6 w art. 15b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Art. 1 pkt 40 lit. c projektu ustawy – uchylenie ust. 8 w art. 15b ustawy – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 41 projektu ustawy – uchylenie art. 15c ustawy – Prawo energetyczne Art. 1 pkt 43 projektu ustawy – dodanie art. 15i w ustawie – Prawo energetyczne	W art. 9c: w ust. 9b po wyrazach „informacji, o których mowa w ust. 9a,” dodaje się wyrazy „oraz do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 15i ust. 1”; w art. 15b: a) w ust. 2 w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu: „6) wnioski z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.”, c) uchyla się ust. 8; Uchyla się art. 15c; Dodanie art. 15i w brzmieniu: Art. 15i. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943 i dokonuje jej aktualizacji na podstawie metody oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia 2019/943, stosując ją odpowiednio w takim zakresie, w jakim została zastosowana przez ENTSO energii elektrycznej w danym

		poziomów wrażliwości i założeń bazowych. Państwa członkowskie publikują tę ocenę oraz przedkładają ją ACER. W ciągu dwóch miesięcy od dnia otrzymania sprawozdania, ACER wydaje opinię, czy różnice między oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym a oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim są uzasadnione. Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym należycie uwzględnia opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę. W przypadku gdy organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym postanowi nie uwzględniać w pełni opinii ACER, publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.	Art. 27 projektu ustawy	okresie oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim oraz w zakresie właściwym dla wykonywania oceny na poziomie krajowym: 1) jeżeli okoliczności uzasadniają opracowanie; 2) na wniosek ministra właściwego do spraw energii. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej aktualną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym. 3. W przypadku stwierdzenia w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym występowania problemu z wystarczalnością zasobów, który nie został stwierdzony w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego powiadamia o tym ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przekazując uzasadnienie stwierdzonej rozbieżności.”; Art. 27. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracowuje po raz pierwszy ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 15i ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, na potrzeby przygotowania oceny funkcjonowania rynku mocy, o której mowa w art. 103 ustawy zmienianej w art. 9.
7.	Art. 53 ust. 7	7. Koszty związane z działalnością organizacji OSD UE ponoszone są przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zarejestrowanymi członkami, oraz podlegają uwzględnieniu przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają wyłącznie te koszty, które są one uzasadnione i proporcjonalne.	W art. 1 pkt 60 lit. b projektu ustawy – dodanie ust. 1m–1o w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne	W art. 45 po ust. 1l dodaje się ust. 1m–1o w brzmieniu: „1m. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z działalnością w organizacji OSD UE, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 1n. W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne koszty uzasadnione związane z udzielaniem zamówień. 1o. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się

			Art. 1 pkt 62 lit. c tiret pierwsze projektu ustawy – zmiana brzmienia lit. c i dodanie lit. f w art. 46 ust. 4 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, Art. 1 pkt 62 lit. c tiret czwarte projektu ustawy – dodanie pkt 12 w art. 46 ust. 4 ustawy –Prawo energetyczne § 16 ust. 1a projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	rekompensaty finansowe, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wypłacane w związku z wydaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b.”, w art. 46 w ust 4: a) w pkt 5: – lit. c otrzymuje brzmienie: „c) rekompensat, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943,”, – w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f w brzmieniu: „f) kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1m i 1n;”, b) w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12 w brzmieniu: „12) minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymagania dotyczące informacji o rozliczeniach.”; § 16 1a. Koszty stałe, o których mowa w ust. 1, związane ze świadczeniem usług dystrybucji obejmują uzasadnione koszty związane z działalnością operatorów systemów dystrybucyjnych w organizacji OSD UE, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943, oraz koszty stałe operatorów systemów dystrybucyjnych związane z udzielaniem zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem zamówień.

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany rozporządzenia			
2.	Tytuł dyrektywy			
	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6)			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie rozporządzenia			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy rozporządzenia			
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.)			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia 2017/2195	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
1.	Art. 2 pkt 2	2) „rynek bilansujący” oznacza wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem;	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 40a w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	„40a) rynek bilansujący energii elektrycznej – rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego: a) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących, o których mowa w art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia, b) prowadzi zintegrowany proces grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 tego rozporządzenia, c) prowadzi bilansowanie systemu, d) zarządza ograniczeniami systemowymi, e) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego;”
2	Art. 2 pkt 8	8) „niezbilansowanie” oznacza wolumen energii obliczony dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz odpowiadający różnicy między przydzielonym wolumenem przypisanym do tego	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt	„23c) niezbilansowanie – niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/2195”;

		podmiotu a końcową pozycją bilansową tego podmiotu, uwzględniając wszelkie korekty niebilansowania zastosowane w przypadku tego podmiotu w danym okresie rozliczania niebilansowania;	23c w art. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	

ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI

1.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy</i>	
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	
2.	<i>Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy</i>	
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295).	
3.	Treść przepisu projektu ustawy wykraczający poza implementację prawa UE	Uzasadnienie wprowadzenia
Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne		
1.	po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu: „Art. 3a. 1. Korespondencja pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami, w tym wnioski, oświadczenia, informacje, powiadomienia, jest wymieniana w postaci papierowej lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344) opatrzonych kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym. 2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 może wyrazić zgodę na przekazywanie korespondencji za pomocą środków komunikacji elektronicznej.”; w art. 4g ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne lub przedsiębiorstwo zajmujące się transportem wydobytego gazu ziemnego za pomocą sieci gazociągów kopalnianych odmawia zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, jest ono obowiązane niezwłocznie przedłożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowanemu podmiotowi powiadomienie o odmowie zawarcia umowy wraz z uzasadnieniem.” w art. 5b¹ w ust. 4 zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie: „4. Odbiorca, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w ust. 5, może wypowiedzieć umowę, o której mowa w ust. 1, bez ponoszenia kosztów lub uiszczania odszkodowań, składając oświadczenie do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem paliwami	Zmiana ma charakter porządkujący, wprowadza rozwiązania mające na celu elektroniczną postępowania w ustawie – Prawo energetyczne.

	gazowymi do którego wniesiono wkład niepieniężny, o którym mowa w ust. 1. w art. 10: a) w ust. 1c w zdaniu pierwszym skreśla się wyraz „pisemny”, b) w ust. 1f skreśla się wyrazy „w formie pisemnej”	
2.	W art. 5 po ust. 2b dodaje się ust. 2c w brzmieniu: 2c. Umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa w przypadku odbiorców podlegających ograniczeniom, o których mowa w art. 11 ust. 1–3, zawierają adres poczty elektronicznej lub numer telefonu wskazany przez odbiorcę. Odbiorca jest obowiązany niezwłocznie informować operatora systemu elektroenergetycznego bezpośrednio, a w przypadku gdy zawarł umowę kompleksową – przez sprzedawcę, o każdej zmianie adresu poczty elektronicznej lub numeru telefonu. W art. 11: a) po ust. 3 dodaje się ust. 3¹–3⁵ w brzmieniu: „3¹. Operatorzy systemów elektroenergetycznych oraz podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło opracowują odpowiednio plany wprowadzania ograniczeń: 1) w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres 12 miesięcy; 2) w dostarczaniu ciepła i aktualizują je co najmniej raz na 3 lata. 3². Plany wprowadzania ograniczeń opracowane dla odbiorców stanowią integralną część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej dostawy energii elektrycznej albo ciepła. 3³. Odbiorcy energii elektrycznej i odbiorcy końcowi pobierający ciepło są obowiązani do stosowania się do wprowadzonych ograniczeń, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń. 3⁴. Do wymiany informacji w zakresie niezbędnym dla sporządzenia i realizacji poszczególnych rodzajów planów wprowadzania ograniczeń są obowiązani: 1) operator systemu elektroenergetycznego z odbiorcami energii elektrycznej; 2) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła albo podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło z odbiorcami ciepła. 3⁵. Plany wprowadzenia ograniczeń:	Zmiana ma na celu ułatwienie informowania odbiorcy podlegającego ograniczeniom o wprowadzonych ograniczeniach lub ich zmianie np. zmianie stopni zasilania, o których mowa w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 11, z maksymalnym wykorzystaniem dostępnych powszechnie środków komunikacji elektronicznej. Wprowadzane przepisy porządkują również kwestię regulacji dotyczących wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła.

	1) w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowywane przez operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego – podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki; 2) w dostarczaniu ciepła, opracowywane przez podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło – podlegają uzgodnieniu z wojewodą właściwym dla lokalizacji sieci.”; b) w ust. 6a po pkt 4 dodaje się pkt 4a–4c w brzmieniu: „4a) sposób i termin opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła; 4b) termin uzgodnienia planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła zgodnie z ust. 3⁵ oraz okres, na jaki uzgadnia się plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej; 4c) zakres informacji przekazywanych, zgodnie z ust. 3⁴, między operatorem systemu elektroenergetycznego a odbiorcami energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła z odbiorcami ciepła;”; W art. 11c w ust. 2–4, art. 11d w ust. 1 oraz w art. 11e w ust. 1–4 i 7 po wyrazach „lub systemu połączonego elektroenergetycznego” dodaje się wyrazy „, w zakresie systemu przesyłowego”;	
3.	W art. 5 po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu: „3a. Dostarczanie paliw gazowych lub energii elektrycznej do odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. 3b. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej.” Art. 18. Przepisu art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1 nie stosuje się do odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym będącego stroną umowy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych	Proponowane przepisy mają na celu dostosowanie przepisów ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie umów kompleksowych. Art. 18 projektowanej ustawy to przepis przejściowy, który ma na celu zapewnienie, że umowy sprzedaży oraz świadczenia usług dystrybucji czy przesyłania paliw gazowych lub energii elektrycznej zawarte przez odbiorców tychże w gospodarstwach domowych nie będą wymagały zmiany, chyba że wskazani odbiorcy sami wystąpią z takim wnioskiem.

	lub energii elektrycznej, lub umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej przed dniem wejścia w życie art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1, chyba że odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wystąpi do sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej, z którym została zawarta umowa sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej, z wnioskiem o zawarcie umowy kompleksowej.	
4.	W art. 5 po ust. 4a dodaje się ust. 4aa w brzmieniu: „4aa. Umowę o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych zawiera się przy użyciu wzorca umowy. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego opracowują i zamieszczają na swojej stronie internetowej oraz udostępniają w swoich siedzibach wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.”, Art. 19. Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego opracowują i zamieszczają na swojej stronie internetowej oraz udostępniają w swoich siedzibach wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, o którym mowa w art. 5 ust. 4aa ustawy zmienianej w art. 1, w terminie trzech miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	Proponowany przepis wprowadza wzorzec umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, co ma na celu ustanowienie podstawy prawnej do przyjętej już praktyki, polegającej na określeniu postanowień umów przesyłowych paliw gazowych w Ogólnych Warunkach Umów. Zmiana zapewni ujednolicenie warunków świadczenia usług przesyłowych dla wszystkich użytkowników systemu. Art. 19 projektu ustawy to przepis przejściowy, który ma na celu zapewnienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz operatorowi systemu połączonego gazowego odpowiedniej ilości czasu (3 miesiące o dnia wejścia w życie ustawy) na opracowanie, zamieszczenie na stronach internetowych oraz udostępnienie wzorców umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.
5.	W art. 7: a) po ust. 3e dodaje się ust. 3f – 3l w brzmieniu: „3f. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych. 3g. We wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot, o którym mowa w ust. 3f, wskazuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do którego składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia. 3h. Brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia lub utrata ważności warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych wyłącza obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego, do którego podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o	Przepisy wprowadzają podstawę prawną do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej oraz regulują zasady na jakich przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego przekazują sobie informacje o jednostkach wytwórczych, które będą przyłączane do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej.

	określenie warunków przyłączenia, do ich wydania, a w przypadku ich wydania, do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. 3i. Wydane przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych warunki przyłączenia tracą ważność, w przypadku: 1) odmowy wydania warunków przyłączenia w przypadku, o którym mowa w ust. 3h, albo 2) utraty ważności warunków przyłączenia wydanych przez drugie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do którego podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia - z dniem otrzymania pisemnej informacji o tej odmowie albo utracie jej ważności. 3j. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia, są obowiązane do: 1) wzajemnego przekazania niezwłocznie: a) informacji o wydaniu warunków przyłączenia, odmowie wydania warunków przyłączenia lub utracie ważności wydanych warunków przyłączenia, b) istotnych informacji zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci lub kopii dokumentów dołączonych do tych wniosków oraz istotnych informacji zawartych w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii innych dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci, 2) uzgodnienia i wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia – z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. 3k. Stronom umowy o przyłączenie do sieci, zawartej w wyniku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3f, przysługuje prawo do wypowiedzenia tej umowy w przypadku: 1) odmowy wydania warunków przyłączenia przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia, albo	

	2) utraty ważności warunków przyłączenia wydanych przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych, do których podmiot, o którym mowa w ust. 3f, złożył jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia – w terminie 3 miesięcy od dnia otrzymania pisemnej informacji o odmowie wydania warunków przyłączenia albo utraty ważności tych warunków. 3l. W przypadku, o którym mowa w ust. 3k, podmiot, o którym mowa w ust. 3f, jest obowiązany zwrócić przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych nakłady poniesione przez to przedsiębiorstwo w związku z realizacją umowy o przyłączenie do sieci, zawartej w wyniku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3f, pomniejszone o wysokość zaliczki wniesionej na podstawie ust. 8a.”, b) po ust. 8g⁷ dodaje się ust. 8g⁸ w brzmieniu: „8g⁸. W przypadku, o którym mowa w ust. 3f, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją: 1) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki; 2) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej.”; W art. 16 dodaje się ust. 24 w brzmieniu: 24. Operator systemu przesyłowego gazowego zamieszcza i niezwłocznie aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno-pomiarowymi tych punktów.	
6.	W art. 9d: b) ust. 1f otrzymuje brzmienie: „1f. Operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, pozostaje niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego	Proponowana zmiana ma na celu rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego oraz dopuszczenie możliwości prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w

	gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.” c) po ust. 1h dodaje się art. 1ha w brzmieniu: „1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych.”, d) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może, na dodatkowe zlecenie odbiorcy, świadczyć usługi sprężania paliwa gazowego.”; e) w ust. 7 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa;”;	zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu.
7.	Dodaje się art. 24d w brzmieniu: Art. 24d. 1. Prezes URE, na uzasadniony wniosek osoby prawnej, jednostki organizacyjnej niebędącej osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną, przedsiębiorcy w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy – Prawo przedsiębiorców lub wspólnika spółki w rozumieniu art. 860 § 1 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów, o których mowa w ust. 2, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia. 2. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć: 1) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w art. 9g ust. 8, o ile działalność podmiotu w zakresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, nie obejmuje połączeń z innymi krajami;	Projektowany przepis ma na celu umożliwienie ubiegania się do Prezesa URE, o przyznanie, w drodze decyzji administracyjnej, tymczasowych odstępstw od stosowania niektórych obowiązków, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej i gazowej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia. Wprowadzenie niniejszej regulacji do polskiego porządku prawnego ma na celu przyspieszenie procesu wdrożenia nowoczesnych technologii i innowacji oraz przyspieszenia procesu transformacji energetycznej, dzięki działaniu w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych – rozwiązania stosowanego na szeroką skalę w innych europejskich krajach, zmierzającego do promowania nowych rozwiązań na rynkach energetycznych i sprawdzania ich skuteczności, dzięki czasowemu wyłączeniu bądź ograniczeniu stosowania wymogów prawnych i regulacyjnych, w ramach których określone podmioty mogą je zastąpić regulacjami poddanymi testowaniu.

	2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu, o którym mowa w art. 16 ust. 13; 3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37; 4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, o którym mowa w art. 47 ust. 1, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego. 3. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać udzielone, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki: 1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa, określonych w art. 13; 2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne; 3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, uniemożliwiające realizację projektu bez uzyskania odstępstwa, o którym mowa w ust. 1. 4. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, nie jest przyznawane, jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że realizacja projektu, o którym mowa w ust. 1, zagrazi prawidłowemu świadczeniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej. 5. Prezes URE może żądać od podmiotu wnioskującego o przyznanie odstępstwa, o którym mowa w ust. 1, przedłożenia niezależnej ekspertyzy potwierdzającej spełnienie kryteriów, o których mowa w ust. 3, sporządzonej przez wskazany przez siebie podmiot. 6. Niezależna ekspertyza, o której mowa w ust. 5, może zostać sporządzona wyłącznie przez: 1) państwowy instytut badawczy, o którym mowa w ustawie z 30 kwietnia 2010 r. o instytutach badawczych; 2) uczelnię prowadzącą kształcenie i działalność naukową w zakresie nauk inżynieryjno-technicznych, lub 3) podmiot spełniający następujące warunki: a) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę są niezależni od podmiotu, o którym mowa w ust. 1, i nie biorą udziału w procesie podejmowania decyzji przez ten podmiot, b) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę podejmują niezbędne działania, aby przy jej sporządzaniu na ich niezależność nie wpływał żaden rzeczywisty ani potencjalny konflikt interesów, ani żadne inne bezpośrednie lub pośrednie relacje pomiędzy	

	podmiotem, o którym mowa w ust. 1, a podmiotem, członkami zespołu sporządzającego ekspertyzę, członkami sieci lub zrzeszenia, do którego należy podmiot, kierownictwem podmiotu lub osobami związanymi z nimi stosunkiem kontroli w rozumieniu art. 4 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, c) ten podmiot i członkowie zespołu sporządzającego niezależną ekspertyzę nie są zaangażowani w jakiegokolwiek działania na warunkach i w sposób, który mógłby pozwolić podmiotowi, o którym mowa w ust. 1, wywrzeć niepożądany wpływ na treść niezależnej ekspertyzy lub w inny sposób zagrozić obiektywności tej ekspertyzy. 7. Koszty powstałe w związku z zasięgnięciem niezależnej ekspertyzy, o której mowa w ust. 5, pokrywa podmiot wnioskujący o przyznanie odstępstwa, o którym mowa w ust. 1. 8. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może zostać przyznane na okres nie dłuższy niż trzy lata, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat. 9. Prezes URE z urzędu lub na pisemny wniosek podmiotu, na który oddziałuje projekt, o którym mowa w ust. 1, może przeprowadzić kontrolę w zakresie przestrzegania przez podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1. 10. W przypadku gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 9, Prezes URE stwierdzi, że podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1, nie przestrzega warunków określonych w decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE wzywa ten podmiot do usunięcia naruszeń z pouczeniem, że ich nieusunięcie w określonym w wezwaniu terminie, spowoduje cofnięcie odstępstwa. 11. W przypadku nieusunięcia naruszeń w terminie określonym w wezwaniu, o którym mowa w ust. 10, Prezes URE cofa, w drodze decyzji, odstępstwo, o którym mowa w ust. 1. 12. W celu wyłonienia projektów, o których mowa w ust. 1, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza postępowanie projektowe nie rzadziej niż raz w roku. 13. W celu przeprowadzenia postępowania, o którym mowa w ust. 12, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informator postępowania projektowego. 14. Podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu, o którym mowa w ust. 1:	

	1) informuje zainteresowane podmioty, na które oddziałuje projekt, o eksperymentalnym charakterze projektu, a także o warunkach wykonywania obowiązków, od których przyznane zostało odstępstwo przed przystąpieniem do jego realizacji, w postaci elektronicznej; 2) składa Prezesowi URE raporty okresowe z przebiegu realizacji projektu oraz raport końcowy w terminie i w formie wskazanej decyzji, o której mowa w ust. 1; 3) udziela, na żądanie Prezesa URE, wyjaśnień dotyczących realizacji projektu, w tym udostępnia dokumenty lub inne nośniki danych związane z realizacją projektu; 4) zamieszcza na swojej stronie internetowej informację o uzyskaniu odstępstwa, o którym mowa w ust. 1, oraz sposobie korzystania z tego odstępstwa; 5) informuje Prezesa URE o wszelkich zmianach okoliczności prawnych lub faktycznych mających związek z uzyskaniem odstępstwa, o którym mowa w ust. 1. 15. W sprawozdaniu, o którym mowa w art. 24, Prezes URE przedstawia postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz dokonuje oceny wpływu udzielonych odstępstw, o których mowa w ust. 1, na realizację celów tych projektów.”;	
8.	W art. 31 w ust. 3 pkt 7 otrzymuje brzmienie: „7) średnioważonym koszcie węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej oraz jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 50 MW przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV na wytworzenie jednej megawatogodziny energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym, z uwzględnieniem kosztów jego transportu wyrażonym w złotych na megawatogodzinę, o którym mowa w ustawie wymienionej w art. 44 ust. 2a	Zmiana ma charakter porządkowy i jest związane z odejściem od pojęcia jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.
9.	W art. 34 po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu: „4a. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie wniesie opłaty koncesyjnej za dany rok w wysokości obliczonej w formularzu w sprawie opłaty koncesyjnej, formularz ten stanowi podstawę do wystawienia tytułu wykonawczego zgodnie z przepisami o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. 4b. Przepis ust. 4 stosuje się odpowiednio, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, zakończyło prowadzenie działalności gospodarczej objętej koncesją przed dniem, o którym mowa w tym przepisie. Obowiązek wniesienia opłaty koncesyjnej powstaje wówczas na dzień zakończenia działalności.”;	Propozycja zmiany ma charakter porządkujący, dzięki któremu w związku z umieszczeniem pouczenia w formularzu opłaty koncesyjnej będzie mogła być prowadzona egzekucja. Ma również na celu usunięcie wątpliwości, czy przedsiębiorca, który w jakikolwiek sposób zakończył prowadzenie koncesjonowanej działalności przed dniem powstania obowiązku wniesienia opłaty koncesyjnej (zgodnie z art. 34 ust. 4 ustawy jest to ostatni dzień roku kalendarzowego, w którym przedsiębiorstwo energetyczne osiągnęło z każdego rodzaju działalności objętej koncesją przychód większy lub równy zero) jest zobowiązany do jego wniesienia (za rok, w którym jeszcze prowadziło działalność).

	Art. 2. W ustawie z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 479, z późn. zm.) w art. 3a: 1) w § 1: a) we wprowadzeniu do wyliczenia: – skreśla się wyrazy „a także”, – po wyrazach „art. 37a ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 672, 1901 i 1927)” dodaje się wyrazy „a także opłaty koncesyjnej, o której mowa w art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295),”; b) w pkt 14 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 15 w brzmieniu: „15) formularza, o którym mowa w art. 34 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”; 2) w § 2 w pkt 1 po wyrazach „w oświadczeniu, o którym mowa w art. 37a ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego,” dodaje się wyrazy „lub w formularzu, o którym mowa w art. 34 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.	
10	Art. 5. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1315, 1576, 1967, 2411 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 846) w art. 35e po ust. 1b dodaje się art. 1c w brzmieniu: „1c. Kary pieniężne, o których mowa w art. 35a pkt 12 i 13, uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o wymierzeniu kary pieniężnej stała się prawomocna.”. Art. 6. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403 i 2411) w art. 33 dodaje się ust. 14 w brzmieniu: „14. Kary pieniężne wymierzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 7. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687) w art. 175:	Zmiany mają na celu ujednolicenie przepisów w taki sposób, aby wszystkie kary wymierzone przez Prezesa URE, były płacone na konto tego organu, co rozwiąże zgłaszane przez podmioty wątpliwości. Zyska na tym w sposób wymierny proces dochodzenia należności Skarbu Państwa, ponieważ wyłączone zostaną z niego urzędy skarbowe, co w efekcie przełoży się na skrócenie czasu dochodzenia należności.

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 1–18 i 25 oraz art. 172 wymierzanych przez Prezesa URE stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”, b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 168 pkt 20–24 wymierzanych przez Dyrektora Generalnego KOWR stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek właściwego urzędu skarbowego.”. Art. 8. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) w art. 42 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 9. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 oraz z 2022 r. poz. 2243) w art. 85 dodaje się ust. 11 w brzmieniu: „11. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1–3, uiszcza się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 10. W ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083, 1260, 2687) w art. 46 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Prezes URE wymierza kary, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1–3, 7, 8 i 12, w drodze decyzji, od której przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. Karę pieniężną uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o jej nałożeniu stała się prawomocna, na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 12. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553) w art. 91 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 87, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 13. W ustawie z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1312, 1477 i 2088) w art. 26 ust. 4 otrzymuje brzmienie:	

	„4. Karę pieniężną wnosi się na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”. Art. 14. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 i 2687) w art. 87 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 85, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na rachunek Urzędu Regulacji Energetyki.”.	

RAPORT Z KONSULTACJI PUBLICZNYCH I ZESTAWIENIE UWAG Z OPINIOWANIA
projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC74), o
którym mowa w § 51 uchwały – Regulamin pracy Rady Ministrów

I. Informacje ogólne.

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 stosownie do § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348), projekt ustawy został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

II. Przebieg konsultacji i opiniowania

W ramach konsultacji publicznych projekt ustawy skierowano w dniu 2 czerwca 2021 r. do następujących podmiotów:

1. Agencja Rynku Energii S.A.
2. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
3. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
4. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych
5. Towarzystwo Obrotu Energią
6. Polski Komitet Energii Elektrycznej
7. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
8. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu
9. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
10. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
11. Stowarzyszenie Elektryków Polskich
12. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
13. Polska Izba Magazynów Energii
14. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej
15. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
16. Towarowa Giełda Energii S.A.
17. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
18. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
19. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
20. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
21. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
22. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV
23. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki
24. Gaz - System S.A.
25. Izba Gospodarcza Gazownictwa
26. Instytut Nafty i Gazu,
27. OGP Gaz-System S.A.,
28. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
29. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Oddział Detaliczny sp. z o. o.
30. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
31. EuRoPol Gaz S.A.
32. Gas Storage Poland sp. z o. o.
33. Synthos Green Energy S.A.
34. Ogólnopolski Związek Zawodowy Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

35. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
36. Forum Związków Zawodowych,
37. Niezależny Samorządny Związek Zawodowy NSZZ „Solidarność,”
38. Konfederacji Lewiatan
39. Business Centre Club
40. Związkowi Przedsiębiorców i Pracodawców
41. Pracodawcom Rzeczypospolitej Polskiej
42. Związkowi Rzemiosła Polskiego
43. Federacja Przedsiębiorców Polskich.

W ustalonym terminie (21 dni od dnia udostępnienia), w ramach konsultacji publicznych, uwagi do projektu ustawy zgłosiły następujące podmioty:

1. Agencja Rynku Energii S.A. 2. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie 3. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej 4. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych 5. Towarzystwo Obrotu Energią 6. Polski Komitet Energii Elektrycznej 7. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej 8. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu 9. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji 10. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii 11. Stowarzyszenie Elektryków Polskich 12. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. 13. Polska Izba Magazynów Energii 14. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej 15. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. 16. Towarowa Giełda Energii S.A. 17. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej 18. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej 19. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii 20. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki 21. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej 22. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV 23. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki 24. Gaz-System S.A. 25. Izba Gospodarcza Gazownictwa 26. Instytut Nafty i Gazu 27. OGP Gaz-System S.A. 28. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	29. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Oddział Detaliczny sp. z o. o. 30. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. 31. EuRoPol Gaz S.A. 32. Gas Storage Poland sp. z o. o. 33. Synthos GreenEnergy S.A. 34. Ogólnopolski Związek Zawodowy Górnictwa Naftowego i Gazownictwa 35. Przemysław Artur Kujawa 36. Mariusz Wójcik – HEAT ENERGIA 37. Paweł Palac 38. Wojciech Markowicz 39. Soltech Energy Maciej Rolski Łukasz Wachowiak s.c. 40. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa 41. Tyski Klaster Energii 42. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych 43. KGHM Polska Miedź S.A. 44. Jarosław Supłacz 45. Polska Izba Przemysłu Chemicznego 46. Grupa Azoty 47. Związek Banków Polskich 48. Energy Solution Sp. z o. o. 49. Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć 50. Solar Energy BU 51. Polski Alarm Smogowy 52. Arek91 53. Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii 54. Fundacja Frank Bold 55. Energa S.A. 56. Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi 57. Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI 58. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego

59. Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego
60. Apel Plus48.net. sp. z o. o.
61. Artur Falkowski
62. Mateusz Kuligowski
63. Alert Strefa Energii
64. Paweł Lechowicz
65. Anetta Zoń
66. Argo Sp. z o. o
67. comi.eco sp. z o.o.
68. Daniel Kozłowski
69. Eko-Prąd
70. Ekspert PV
71. Emilia Kaczyńska
72. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. – Damian Płotczyk
73. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. – Iwona Groszyk
74. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. – Kacper Pałubiński
75. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. – Olga Pawłowska
76. Etikon Anna Turek
77. Fabian Lewański
78. GorzynPV
79. Grzegorz Zwoliński
80. Heliospower Sp. z o.o.
81. Info Energia Group sp. z o.o.
82. Iwona Jasińska
83. Jakub Kroplewski
84. Jakub Wysocki
85. Jan Grabowski
86. Kacper Gajos
87. Karolina Niedźwiedz
88. Łukasz Gajda
89. Marcin Barański
90. Marcin Bęgiak
91. Marcin Bober
92. Mariusz Harasiemowicz
93. Mariusz Trzeciak
94. Michał Szychowski
95. Mikołaj Konieczka
96. Multisun sp. z o.o. sp. k. – Krzysztof Misiewicz
97. Paweł Batkiewicz
98. Perfect CO sp. z o.o.
99. Praga sp. z o.o. – Błażej Łuczak
100. Praga sp. z o.o. – Dawid Papież
101. Praga sp. z o.o. – Ewelina Walichrowska
102. Praga sp. z o.o. – Kacper Leżała
103. Praga sp. z o.o. – Konrad Dybul
104. Praga sp. z o.o. – Krystian Zagajewski
105. Praga sp. z o.o. – Krzysztof Fabisz
106. Praga sp. z o.o. – Krzysztof Szkopek
107. Praga sp. z o.o. – Monika Łupińska
108. Praga sp. z o.o. – Przemysław Wermer
109. PV Energia Polska Evan s.c.
110. Roman Kowalski
111. Sansolar sp. z o.o.
112. Sebastian Jasiński
113. Soltech Energy Maciej Rolski Wachowiak s.c.
114. ThermaEco-Fotowoltaika Rafał Chmiela
115. Tomek Dadura
116. Wiktor Jasiński
117. Wojciech Kieras
118. Your Way sp. z o. o.
119. Zbigniew Wasielewski
120. Dominika Kucharska
121. Łukasz Maciejczak
122. Mateusz Czajka – Strefa Energii
123. Władysław Soćko
124. Adrian Plebanek
125. Jakub Gruca
126. Wojciech Łopatyński
127. Paweł Wojciechowski
128. Arkadiusz Jędrzejczyk
129. Strefa Energii - Karolina Szmytka
130. Monika Falkiewicz - Strefa Energii
131. Michał Sznalik – Strefa Energii
132. Jakub Lis – Strefa Energii
133. Aleksandra Misiak – Strefa Energii
134. Joanna Ryszka – Janik - Strefa Energii
135. Aleksandra Kaźmierczyk – Strefa Energii
136. Helena Mosztak – Strefa Energii
137. Joanna Domagała – Strefa Energii
138. Marcelli Strzelczyk – Strefa Energii
139. Kamil Jóźwiak – Strefa Energii
140. Rafał Świdrak – Strefa Energii
141. Krzysztof Natkaniec – Strefa Energii
142. Piotr Janus – Strefa Energii
143. Michał Kiedrzyń – Strefa Energii
144. Kamil Nowiński – Strefa Energii
145. Artur Witek – Strefa Energii
146. Mateusz Ciągło – Strefa Energii
147. Arkadiusz Raab – Strefa Energii
148. Karolina Piechulska – Strefa Energii
149. Kamila Lange – Strefa Energii
150. Stanisław Skrobecki - Strefa Energii
151. Yelyzaveta Vereshchak - Strefa Energii
152. Kamila Tobiasz – Strefa Energii
153. Marta Wawro – Strefa Energii
154. Krystian Paszek – Strefa Energii

155. Barbara Brańka – Strefa Energii	179. Edyta Skulimowska – Strefa Energii
156. Natalia Starczynowska – Strefa Energii	180. Kornelia Kaczara – Strefa Energii
157. Wiktoria Lach – Strefa Energii	181. Szymon Stefański – Strefa Energii
158. Natalia Uriupina – Strefa Energii	182. Marcin Olek – Strefa Energii
159. Marlena Szpak – Strefa Energii	183. Inna Yanovska – Strefa Energii
160. Sebastian Niziński – Strefa Energii	184. Maciej Kosieniak – Strefa Energii
161. Paweł Lej	185. Paweł Smoleń – Strefa Energii
162. Mateusz Mackiewicz	186. Grzegorz Szabla – Strefa Energii
163. Marcin Łopatyński	187. NaSwoim–Folie Grzewcze, Pompy Ciepła, Fotowoltaika
164. Anna Jodłowska – Strefa Energii	188. Anita Broszko
165. Katarzyna Stałowska – Strefa Energii	189. Dominique Trychan
166. Wojciech Deptuła – Strefa Energii	190. Klaudia Rusak
167. Kępiński Paweł – Strefa Energii	191. Daniel Buda
168. Paulina Gębka – Strefa Energii	192. Marek Głuszak – Strefa Energii
169. Bartosz Peciak – Strefa Energii	193. Klaudia Tomasik – Strefa Energii
170. Anna Pataj – Strefa Energii	194. Krzysztof Tabaszewski – Strefa Energii
171. Mateusz Brodacki – Strefa Energii	195. Daniel Męcik – Strefa Energii
172. Łukasz Mika – Strefa Energii	196. Bartosz Misiewicz – piTERN sp. z o.o.
173. Dawid Jeleń – Strefa Energii	197. Anna Sokalska
174. Dawid Kreska – Strefa Energii	198. Marcin Lasota
175. Marzena Bigaj – Strefa Energii	199. Maciej Janiczek
176. Faustyna Dzioba – Strefa Energii	200. Mateusz Pawlak
177. Romano Mateusz – Strefa Energii	
178. Agata Górniak – Strefa Energii	

W ustalonym terminie, w ramach opiniowania, uwagi do projektu ustawy zgłosiły następujące organizacje:

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
2. Koordynator do spraw Negocjacji
3. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
4. Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych
5. Forum Związków Zawodowych
6. Konfederacja Lewiatan
7. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców
8. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej
9. Federacja Przedsiębiorców Polskich
10. Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego

Uwagi zgłoszone do projektu ustawy w ramach konsultacji publicznych oraz opiniowania miały charakter merytoryczny, redakcyjny i legislacyjny. Zostały przedstawione, w formie tabeli, wraz ze stanowiskiem zajęтым przez Ministra Klimatu i Środowiska i stanowią załącznik do niniejszego raportu. Uwagi zgłoszone w ramach opiniowania zawarte zostały w poz. 3, 44, 48, 49, 52, 63, 70, 71, 73, 74, 79, 80, 81, 85, 86, 87, 88, 100, 115, 116, 117, 118, 126, 127, 129, 133, 166, 187, 189, 193, 198, 199, 227, 234, 240, 251, 263, 268, 270, 271, 272, 287, 289, 296, 298, 305, 308, 320, 333, 340, 352, 358, 364, 368, 374, 377, 378, 383, 385, 386, 387, 392, 393, 399, 407, 424, 433, 434, 437, 442, 447, 448, 452, 453, 456, 458, 466, 469, 473, 474, 476, 477, 484, 487, 495, 534, 535, 536, 538, 540, 542, 553, 585, 591, 595, 604, 607, 608, 610, 618, 620, 636, 637, 642, 645, 646, 653, 655, 656, 670, 673, 675, 678, 683, 684, 690, 692, 697, 699, 703, 704, 745, 749, 753, 755, 760, 761, 762, 771, 773, 779, 782, 788, 789, 791, 801, 803, 833, 836, 837, 859, 868, 876, 889, 896, 898, 900, 901, 904, 911, 914, 915, 917, 918, 925, 927, 929, 941, 943, 953, 955, 959, 963, 967, 968, 975, 982, 983, 986, 990, 993, 997, 1001, 1007.

III. Przedstawienie wyników zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji albo uzgodnienia projektu z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym.

Projekt ustawy nie wymaga przedłożenia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej lub Europejskiemu Bankowi Centralnemu w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji lub uzgodnienia.

IV. Wskazanie podmiotów, które zgłosiły zainteresowanie pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa, wraz ze wskazaniem kolejności dokonania zgłoszeń albo informację o ich braku.

W trakcie prac nad projektem Zarządca Rozliczeń S.A. zgłosił zainteresowanie pracami nad projektem ustawy w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (w załączeniu).

**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE
ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74) – cz. 1 – uwagi ogólne**

Lp.	Dotyczy przepisu	Autor uwagi	Treść uwagi	Odniesienie się do uwagi
1.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii – 30 kwietnia 2021r. nie uwzględnia zmian, które wejdą w życie po opublikowaniu podpisanej przez Prezydenta w dniu 01.06.2021 r. Ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (dalej zwana Ustawą z dnia 20 maja 2021r.), w tym wprowadzana nową numeracją art., ust, i pkt, które już zostały wprowadzone Ustawą z 20 maja 2021r. i dotyczą innej tematyki. Proponujemy w niniejszej Ustawie odpowiednie dostosowanie proponowanych zapisów do podpisanej Ustawy z 20 maja 2021r.	Uwaga uwzględniona. Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane.
2.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepisy projektu ustawy powinny zostać zweryfikowane pod kątem spójności z przepisami ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093), która dokonała zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne objętych również zakresem przedmiotowego projektu ustawy. Niektóre z wprowadzanych zmian w przepisach ustawy – Prawo energetyczne na mocy ww. ustawy oraz przedmiotowego projektu są wzajemnie niezgodne lub nie są ze sobą skorelowane. Powyższe dotyczy następujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne: art. 3 pkt 11, pkt 12, pkt 54, pkt 59, pkt 59a, dodawanego pkt 61; art. 5 dodawanego ust. 6g; art. 7 dodawanych ust. 3c–3i; art. 7a ust. 3; art. 9g w ust. 4 dodawanych pkt 2b i 2c, dodawanych ust. 5c i 5d; dodawanych rozdziałów 2c i 2d; dodawanego art. 15ba; art. 16 w ust. 7 dodawanego pkt 8; dodawanych ust. 8a i 8b, dodawanego ust. 15a; dodawanych art. 24a i 24b; dodawanego art. 43g; art. 45 dodawanych ust. 1i–1k, art. 56 w ust. 1 dodawanych pkt 16a oraz dodawanych pkt 51–54.	Uwaga uwzględniona. Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane.
3.	Uwaga ogólna	Urząd Regulacji Energetyki	Istnieje potrzeba skorelowania numeracji jednostek projektu ustawy z obecnym brzmieniem ustawy – Prawo energetyczne. W projekcie nie wzięto pod uwagę nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z dnia 20 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 868) oraz ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093). Przykładowe błędy w numeracji wskazano w uwagach szczegółowych.	Uwaga uwzględniona. Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane.
4.	Uwaga ogólna	PGNiG	Uwaga techniczna W dniu 18 czerwca 2021 r. została opublikowana w Dzienniku Ustaw pod pozycją 1093 ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Zwracamy uwagę na rozbieżności między treścią znowelizowanej ustawy, a propozycjami zawartymi w projekcie, do którego są zgłaszane uwagi, które to mogą się wykluczać lub powodować, że zmianą zostaną objęte niezamierzone postanowienia ustawy. Przykładowo są to dodawane do ustawy podrozdziały 2c i 2d (art. 1 ust 20 projektu ustawy), które w znowelizowanej ustawie Prawo energetyczne dotyczą „Zasad funkcjonowania	Uwaga uwzględniona. Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane.

			systemu pomiarowego” oraz „Zasad funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii”.	
5.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Projektowana ustawa częściowo wg nas pomija implementację do przepisów polskich niektórych postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej: dyrektywa 944), które odnoszą się do ustalania rynkowych cen dostaw energii elektrycznej, a są ważne dla sektora obrotu, w tym dla sprzedawców z urzędu w szczególności. Zgodnie z postanowieniami art. 5 ww. dyrektywy sprzedawcy powinni mieć swobodę w ustalaniu ceny, po jakiej sprzedają energię elektryczną odbiorcom. Wprowadzie dyrektywa 944 dopuszcza interwencje publiczne w zakresie ustalania cen dla gospodarstw domowych, jednak muszą być ku temu spełnione określone warunki, m.in. regulowanie cen musi być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do jego beneficjentów, a także nie może prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrótnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych. Polska jest jednym z nielicznych członków UE, które posiadają wciąż w pełni regulowane urzędowo ceny energii dla gospodarstw domowych, pomimo stopnia liberalizacji rynku energii nie odbiegającego, a często nawet lepszego, niż w innych krajach UE, w których nie występuje pełne regulowanie cen energii dla gospodarstw domowych. Potwierdzenie dojrzałości krajowego rynku energii dostrzegł również Prezes URE, który w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu regulacji energetyki w 2020 r.”, wskazał, że: Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna. Kolejnymi argumentami przemawiającymi za uwolnieniem cen w grupie taryfowej G są wdrażane lub zapowiedziane zmiany legislacyjne, które mają służyć szeroko rozumianej ochronie odbiorców oraz poprawie ich pozycji na rynku energii. Wśród tych zmian można wymienić m.in. regulacje związane ze wsparciem tzw. odbiorcy wrażliwego, wdrożeniem inteligentnego opomiarowania i Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii czy też wprowadzeniem umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej.	Uwaga nieuwzględniona. Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów</u> na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego

			Wobec powyższego zasadnym jest uwzględnienie w projekcie ustawy mechanizmu i zasad na jakich będzie odbywać się odejście od zatwierdzania przez Prezesa URE taryf sprzedawców dla gospodarstw domowych, a tym samym dojście do etapu pełnego uwolnienia w Polsce cen energii elektrycznej. Wskazany wydaje się również ustalenie na poziomie ustawy – Prawo energetyczne (uPE)W konkretnego terminu, w którym nastąpi odejście od regulowania cen energii elektrycznej (na wzór regulacji obowiązujących dla rynku gazu ziemnego).	skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych
6.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Projektowana ustawa częściowo pomija implementację do przepisów polskich postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE” (dalej: dyrektywa 944), które odnoszą się do ustalania rynkowych cen dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z postanowieniami art. 5 ww. dyrektywy sprzedawcy powinni mieć swobodę w ustalaniu ceny, po jakiej sprzedają energię elektryczną odbiorcom. Wprawdzie dyrektywa 944 dopuszcza interwencje publiczne w zakresie ustalania cen dla gospodarstw domowych, jednak muszą być ku temu spełnione określone warunki, m.in. regulowanie cen musi być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do jego beneficjentów, a także nie może prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych. Polska jest jednym z nielicznych członków UE, który posiadają w pełni regulowane urzędowo ceny energii dla gospodarstw domowych, pomimo stopnia liberalizacji rynku energii nie odbiegającego, a często nawet lepszego, niż w innych krajach UE, w których nie występuje pełne regulowanie cen energii dla gospodarstw domowych. Potwierdzenie dojrzałości krajowego rynku energii	Uwaga nieuwzględniona. Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów</u>

			dostrzegł również Prezes URE, który w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu regulacji energetyki w 2020 r.”, wskazał, że: Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna. Kolejnymi argumentami przemawiającymi za uwolnieniem cen w grupie taryfowej G są wdrażane lub zapowiedziane zmiany legislacyjne, które mają służyć szeroko rozumianej ochronie odbiorców oraz poprawie ich pozycji na rynku energii. Wśród tych zmian można wymienić m.in. regulacje związane ze wsparciem tzw. odbiorcy wrażliwego, wdrożeniem inteligentnego opomiarowania i Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii czy też wprowadzeniem umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej. Wobec powyższego zasadnym jest uwzględnienie w projekcie ustawy mechanizmu i zasad na jakich będzie odbywać się odejście od zatwierdzania przez Prezesa URE taryf sprzedawców dla gospodarstw domowych, a tym samym dojście do etapu pełnego uwolnienia w Polsce cen energii elektrycznej. Wskazaniem wydaje się również ustalenie na poziomie uPE konkretnego terminu, w którym nastąpi odejście od regulowania cen energii elektrycznej (na wzór regulacji obowiązujących dla rynku gazu ziemnego).	<u>zapewnianiamających skuteczną ochronę konsumentów</u> na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych
7.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Brak implementacji art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 i art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944 Wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia dla obrotu energią elektryczną wraz z przepisem przejściowym – na wzór	Uwaga nieuwzględniona.

			uwolnienia cen paliw gazowych wskazanych w art. 62b w postaci art. 62c, który czasowo będzie utrzymywał taryfy dla gospodarstw domowych w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których stosowano taryfy w dniu wejścia w życie ustawy. Wprowadzone przepisy nie implementują zasady zwolnienia cen energii elektrycznej. O ile z praktyki Prezesa URE i decyzjom wydanym na podstawie art. 49 pr. en. oraz orzeczeniom sądów wynika, że taryfowaniu podlega ograniczona liczba podmiotów, to nie są to przepisy prawa, a zwolnienie takie może być cofnięte. Takie rozwiązanie przesądza o nieprawidłowej implementacji przepisów do prawa krajowego por. Wyrok TS z 15.03.1990 r., C-339/87, KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH v. KRÓLESTWO HOLANDII, ECR 1990, nr 3, poz. I-851. W zakresie wdrożonego mechanizmu, nie implementowano również obowiązku z art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944 poprzez brak ograniczenia w czasie interwencji w zakresie ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej, co samo w sobie stanowi naruszenie zobowiązania przez państwo członkowskie por. Wyrok TS z 10.09.2015 r., C-36/14, KOMISJA EUROPEJSKA v. RZECZPOSPOLITA POLSKA	Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów</u> na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień

				Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych
8.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak implementacji art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 i art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944. Do zrealizowania celu regulacji implementacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125; dalej „dyrektywa 2019/944”, „dyrektywa”) konieczne jest jak najszybsze zniesienie obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Na mocy art. 5 dyrektywy 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, państwa członkowskie zobowiązane są do uwolnienia cen energii elektrycznej na rynku detalicznym, przyznając tym samym swobodę sprzedawcom w ustalaniu cen, po jakiej dostarczają oni energię elektryczną odbiorcom końcowym. Dyrektywa nakazuje zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku taryfowania i obowiązek ten wchodzi w życie z upływem okresu wyznaczonego na implementację dyrektywy (tj. końcem 2020 r.). Zgodnie z dyrektywą 2019/944, co do zasady interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej są wykluczone. Dodatkowo, umożliwia ona stosowanie taryf w okresie przejściowym służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji między dostawcami w odniesieniu do	Uwaga nieuwzględniona. Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów zapewniania</u> <u>ochronę skuteczną</u> <u>konsumentów</u> na rozwijającym się rynku

		umów na dostawę energii elektrycznej dla wszystkich gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorców. Dyrektywa określa dodatkowe kryteria, które musi spełniać interwencja państwa, jeśli utrzymanie taryfowania miałooby objąć wszystkie gospodarstwa domowe i mikroprzedsiębiorców: • towarzyszy im zestaw środków służących wprowadzeniu skutecznej konkurencji, a także metody oceny postępów w odniesieniu do tych środków; • powinna ustalać cenę na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiając rzeczywistą konkurencję cenową. • musi być opracowana tak, by minimalizować wszelki negatywny wpływ na hurtowy rynek energii elektrycznej. • musi zapewniać wszystkim beneficjentom takich interwencji możliwość wyboru konkurencyjnych ofert rynkowych i informowanie ich bezpośrednio co najmniej raz na kwartał o dostępności ofert i możliwości na konkurencyjnym rynku, w szczególności o umowach z cenami dynamicznym energii elektrycznej, a także zapewniać pomoc przy przechodzeniu na ofertę rynkową. • zastosowane mechanizmy muszą zapewniać, by wszyscy beneficjenci mieli prawo do tego, by zainstalowano u nich inteligentne liczniki bez dodatkowych opłat i by im taką instalację zaproponowano, a także by byli bezpośrednio informowani o możliwości instalacji inteligentnych liczników i otrzymywali niezbędną pomoc w tym zakresie. • nie może prowadzić do bezpośrednio subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych. Istnieją uzasadnione podstawy do stwierdzenia, że obecne uregulowanie obowiązku taryfowania w Polsce nie spełnia wymienionych wyżej kryteriów pochodzących wprost z implementowanej dyrektywy 2019/944. Wdrożenie rozwiązań mających na celu zaaktywizowanie odbiorcy końcowego do aktywnego poszukiwania korzystnych ofert sprzedaży energii i zabezpieczenie odbiorców wrażliwych możliwe jest do realizacji od początku 2022 r. Grupa taryfowa G (m.in. odbiorcy w gospodarstwach domowych) stanowi ostatnią grupę odbiorców, dla których ceny energii pozostają regulowane. Prowadzi to do sytuacji, w której koszty zaopatrywania odbiorców z grupy G pokrywane są przez odbiorców z pozostałych grup taryfowych, w przypadku których obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia został zniesiony wcześniej.	energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych

			Przygotowania do uwolnienia cen na rynku detalicznym energii elektrycznej trwają od ponad 20 lat – de facto od początku obowiązywania ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (dalej „ustawa”, „prawo energetyczne”). Brak jakichkolwiek postanowień ustawy w tym przedmiocie konserwuje obecną sytuację na rynku i odkłada podjęcie pilnych i niezbędnych decyzji na bliżej nieokreśloną przyszłość. Tym bardziej, że historycznie w argumentacji przedstawianej dla uzasadnienia potrzeby utrzymania obowiązku taryfowego pojawiają się – po spełnieniu przedstawianych dotychczas – sukcesywnie nowe okoliczności i warunki, które nie były identyfikowane i komunikowane wcześniej. W tym kontekście warto podkreślić, że o ile istnienie konkurencji na rynku energii jest obiektywnym kryterium, o tyle „stworzenie warunków dla funkcjonowania energetyki lokalnej” nie wydaje się kryterium niezbędnym. Ustawodawca w prawie energetycznym przewidział odejście od publicznoprawnego obowiązku zatwierdzania taryfy w przypadku skorzystania przez Prezesa URE z uprawnienia z art. 49, pozwalającego na zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego działającego w warunkach konkurencji z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia. Uprawnienie to daje jednak Prezesowi URE dużą dyskrejonalność w ocenie zaistnienia przesłanek z art. 49 ust. 3, co sprawia, że uzasadnienie może zmieniać się pod wpływem bieżącej sytuacji i niesie negatywne konsekwencje dla pewności regulacyjnej mającej duży wpływ na kondycję przedsiębiorstw obrotu. Zmiana na poziomie ustawowym z pewnością rozwieje niejasności co do formy i przesłanek warunków konkurencyjności na rynku jakie wystąpiły po komunikacie Prezesa URE z 2001 r. oraz kolejnych komunikatach Prezesa URE wyznaczających daty odejścia od taryfowania, które ostatecznie nie następowało. Należy mieć również na uwadze, że państwa członkowskie UE do dnia 1 stycznia 2022 r. i 1 stycznia 2025 r. mają obowiązek przedłożyć Komisji Europejskiej sprawozdania dotyczące stosowania konieczności interwencji publicznych oraz oceny postępów we wprowadzeniu skutecznej konkurencji między sprzedawcami i w przechodzeniu na ceny rynkowe. Państwa członkowskie, które utrzymują taryfowanie (przy założeniu że spełnione zostały wskazane powyżej warunki), składają sprawozdania dotyczące spełnienia tych warunków, w tym wykonywania przez dostawców obowiązku stosowania takich interwencji oraz wpływu cen regulowanych na sytuację finansową tych dostawców.	

			Krajowy rynek energii elektrycznej już obecnie cechuje się dużą dojrzałością, która przejawia się m.in. rynkiem hurtowym o wysokiej płynności oraz szeroką aktywnością sprzedawców ofertujących swoje produkty na tym rynku. Według danych URE udział odbiorców na ofercie wolnorynkowej w całkowitej liczbie odbiorców w gospodarstwach domowych osiągnął 36,58% na koniec 2020 roku wobec 36,05% na koniec 2019 roku. Przyczyn niskiej dynamiki przyrostu wskaźnika można poszukiwać w funkcjonującej regulacji cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Koncentracja rynku jest w Polsce niższa lub na podobnym poziomie co w krajach o wyższym stopniu liberalizacji rynku, np. Holandii, Irlandii, Hiszpanii czy Austrii (według danych ACER). Jednocześnie należy zauważyć, że cechą wspólną państw UE o najniższych wskaźnikach zmian sprzedawcy jest występująca regulacja cen, która ogranicza zachęty ekonomiczne do podejmowania aktywności przez odbiorców (relatywnie niskie potencjalne korzyści ze zmiany oferty). Należy zauważyć, że uzyskanie przez odbiorców pełnych korzyści z wprowadzenia umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej będzie możliwe tylko w przypadku uwolnienia cen. Wymienione wyżej przesłanki wskazują, że najpełniejszą implementację celu dyrektywy stanowi zniesienie obecnego modelu taryfowania odbiorców z grupy G w Polsce. Postulujemy zatem o wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia dla obrotu energią elektryczną wraz z przepisem przejściowym – na wzór uwolnienia cen paliw gazowych wskazanych w art. 62b w postaci art. 62c, który czasowo będzie utrzymywał taryfy dla gospodarstw domowych w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których stosowano taryfy w dniu wejścia w życie ustawy. Jednocześnie podkreślamy, że wprowadzone przepisy nie implementują zasady zwolnienia cen energii elektrycznej. O ile z praktyki Prezesa URE i decyzjom wydanym na podstawie art. 49 pr. en. oraz orzeczeniom sądów wynika, że taryfowaniu podlega ograniczona liczba podmiotów, to nie są to przepisy prawa, a zwolnienie takie może być cofnięte. Takie rozwiązanie przesądza o nieprawidłowej implementacji przepisów do prawa krajowego por. Wyrok TS z 15.03.1990 r., C-339/87, KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH v. KRÓLESTWO HOLANDII, ECR 1990, nr 3, poz. I-851.	

			W zakresie wdrożonego mechanizmu, nie implementowano również obowiązku z art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944 poprzez brak ograniczenia w czasie interwencji w zakresie ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej, co samo w sobie stanowi naruszenie zobowiązania przez państwo członkowskie por. Wyrok TS z 10.09.2015 r., C-36/14, KOMISJA EUROPEJSKA v. RZECZPOSPOLITA POLSKA.	
9.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g W proponowanym art. 62c pr. en., należy wprowadzić na Prezesa URE obowiązek monitorowania konkurencji na rynku gospodarstwa domowych i corocznej oceny spełnienia przesłanek, o których mowa w art. 49 pr. en., a w razie ich stwierdzenia wydania decyzji w przedmiocie zwolnienia przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Przepis art. 62c pr. en. powinien również przewidywać, że taryfa pokrywa koszty uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych, poniesione w związku z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy. Jak wynika z tabeli zgodności, ustawa implementuje art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944 wyłącznie w odniesieniu do litery e, brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g Zgodnie z art. 5 lit. a dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek wprowadzić metody oceny postępów w odniesieniu do środków wprowadzanych ustawą. Ustawa nie przewiduje zaś obowiązku monitorowania wdrożenia wprowadzanych nią środków i zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z taryfowania w przypadku gdy środki te nie doprowadziły do usunięcia przyczyn zastosowania środka tymczasowego. Zgodnie z art. 5 lit. b dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek aby środki tymczasowe były określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców. Tymczasem większość dostawców nie podlega obowiązkowi stosowania taryf, a Prezes URE nie przeprowadził od 15 lat przetargu na świadczenie usług sprzedawcy z urzędu. Zgodnie z art. 7 lit. c dyrektywy 2019/944, ceny energii elektrycznej muszą być ustalone na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową. Tymczasem Prezes URE stosuje mechanizm oparty o wyznaczony przez niego poziom kosztów dla wszystkich sprzedawców, które uznaje za uzasadnione. Nie budzi wątpliwości, że pojęcie kosztów uzasadnionych będących obecnie podstawą kalkulacji taryfy i kosztów, to dwa różne pojęcia, co wielokrotnie podkreślał Prezes URE odmawiając	Uwaga nieuwzględniona. Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów</u> <u>zapewniających skuteczną ochronę konsumentów</u> na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone

			przedsiębiorstwom energetycznym uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej. W efekcie spółki obrotu odnotowują negatywny wynik finansowy na działalności podlegającej taryfowaniu, co skutkuje również naruszenie art. 7 ust. g dyrektywy 2019/944 poprzez konieczność pokrycia strat przychodami z sektora wolnorynkowego. Brak wdrożenia art. 7 ust. f dyrektywy 2019/944, który zapewnia wszystkim odbiorcom podlegającym taryfowaniu, prawo do uzyskania bez dodatkowych opłat licznika zdalnego odczytu.	rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych
10.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g W proponowanym art. 62c pr. en., należy wprowadzić na Prezesa URE obowiązek monitorowania konkurencji na rynku gospodarstwa domowych i corocznej oceny spełnienia przesłanek, o których mowa w art. 49 pr. en., a w razie ich stwierdzenia wydania decyzji w przedmiocie zwolnienia przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Przepis art. 62c pr. en. powinien również przewidywać, że taryfa pokrywa koszty uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych, poniesione w związku z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy. Jak wynika z tabeli zgodności, ustawa implementuje art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944 wyłącznie w odniesieniu do litery e, brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g. Zgodnie z art. 5 lit. a dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek wprowadzić metody oceny postępów w odniesieniu do środków	Uwaga nieuwzględniona. Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce

		wprowadzanych ustawą. Ustawa nie przewiduje zaś obowiązku monitorowania wdrożenia wprowadzanych nią środków i zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z taryfowania w przypadku gdy środki te nie doprowadziły do usunięcia przyczyn zastosowania środka tymczasowego. Zgodnie z art. 5 lit. b dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek aby środki tymczasowe były określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców. Tymczasem większość dostawców nie podlega obowiązkowi stosowania taryf, a Prezes URE nie przeprowadził od 15 lat przetargu na świadczenie usług sprzedawcy z urzędu. Zgodnie z art. 7 lit. c dyrektywy 2019/944, ceny energii elektrycznej muszą być ustalone na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową. Tymczasem Prezes URE stosuje mechanizm oparty o wyznaczony przez niego poziom kosztów dla wszystkich sprzedawców, które uznaje za uzasadnione. Nie budzi wątpliwości, że pojęcie kosztów uzasadnionych będących obecnie podstawą kalkulacji taryfy i kosztów, to dwa różne pojęcia, co wielokrotnie podkreślał Prezes URE odmawiając przedsiębiorstwom energetycznym uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej. W efekcie spółki obrotu odnotowują negatywny wynik finansowy na działalności podlegającej taryfowaniu, co skutkuje również naruszenie art. 7 ust. g dyrektywy 2019/944 poprzez konieczność pokrycia strat przychodami z sektora wolnorynkowego. Brak wdrożenia art. 7 ust. f dyrektywy 2019/944, który zapewnia wszystkim odbiorcom podlegającym taryfowaniu, prawo do uzyskania bez dodatkowych opłat licznika zdalnego odczytu.	mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu <u>wprowadzenia instrumentów</u> <u>zapewniających skuteczną ochronę konsumentów</u> na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii. Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych

11.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Brak implementacji w ustawie OZE art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do instalacji OZE. Obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania jednostek wytwórczych może dotyczyć wyłącznie jednostek o mocy do 400 kW – zgodnie z art. 5 ust. 2 lit. b rozporządzenia (UE) 2019/943, a dla jednostek uruchamianych od 1 stycznia 2026 r. 200 kW.	Uwaga nieuwzględniona. Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny, nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE
12.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak implementacji w ustawie OZE art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do instalacji OZE. Obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania jednostek wytwórczych może dotyczyć wyłącznie jednostek o mocy do 400 kW – zgodnie z art. 5 ust. 2 lit. b rozporządzenia (UE) 2019/943, a dla jednostek uruchamianych od 1 stycznia 2026 r. 200 kW.	Uwaga nieuwzględniona. Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny, nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE
13.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Brak implementacji w ustawie OZE art. 9 w zw. z art. 5 dyrektywy 2019/944, poprzez rekompensowanie ponoszonych przez sprzedawców zobowiązanych kosztów obowiązków użyteczności publicznej w taryfach, które co do zasady podlegają likwidacji. Z wyjątkiem ograniczonego zakresu odbiorców sprzedawcy zobowiązani nie będą podlegać taryfowaniu. W związku z powyższym w celu uniknięcia dyskryminacji sprzedawców zobowiązanych obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania handlowego jednostek wytwórczych, powinno podlegać zwrotowi w analogiczny sposób jak inne koszty tj. za pośrednictwem OREO.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga zbyt lakoniczna, nie zawierająca propozycji konkretnego przepisu.
14.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak implementacji w ustawie OZE art. 9 w zw. z art. 5 dyrektywy 2019/944, poprzez rekompensowanie ponoszonych przez sprzedawców zobowiązanych kosztów obowiązków użyteczności publicznej w taryfach, które co do zasady podlegają likwidacji.	Uwaga nieuwzględniona.

			Z wyjątkiem ograniczonego zakresu odbiorców sprzedawcy zobowiązani nie będą podlegać taryfowaniu. W związku z powyższym w celu uniknięcia dyskryminacji sprzedawców zobowiązanych obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania handlowego jednostek wytwórczych, powinno podlegać zwrotowi w analogiczny sposób jak inne koszty tj. za pośrednictwem OREO.	Uwaga zbyt lakoniczna, nie zawierająca propozycji konkretnego przepisu.
15.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Opóźnienie w transpozycji Dyrektywy 2019/944 Art. 1 ust. 1 pkt. 3 oraz uzasadnienie do Projektu nowelizacji obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego Dyrektywę 2019/944, dla której termin transpozycji do prawa krajowego minął z dniem 31.12.2020 co wskazuje na blisko 6-miesięczne opóźnienie w transpozycji ww. Dyrektywy. Fundacja podkreśla pilną potrzebę transpozycji Dyrektywy 2019/944. Fundacja podkreśla konieczność jak najszybciej transpozycji Dyrektywy 2018/2001, która uzupełnia Dyrektywę 2019/944 w zakresie regulacji dotyczących społeczności energetycznych oraz odnawialnych źródeł energii, które stanowią ważny element rynku energii, którym zarówno polityka energetyczno-klimatyczna UE oraz Pakiet Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków nadają kluczowe i priorytetowe znaczenie.	Uwaga ogólna
16.	Uwaga ogólna	Tyski Klaster Energii	Zmiany w obszarze linii bezpośrednich nie rozwiązują wszystkich problemów z tym związanych. W dalszym ciągu linia bezpośrednia do odbiorcy poza terenem podmiotu będzie wymagać zgody Prezesa URE. Wpływ na tego typu inwestycje będzie miał również operator sieci elektroenergetycznej, który może podważać zasadność budowy tj. wskazując oddziaływanie na istniejącą już sieć (jako opinia do Prezesa URE). Wytwórca w dalszym ciągu, żeby sprzedawać energię linią bezpośrednią musi być przyłączony do sieci i móc wyprowadzać ją do sieci elektroenergetycznej (koncesja). Brak dookreślenia jakie opłaty mogłyby być pobierane w przypadku sprzedaży linią bezpośrednią: przesyłowe, OZE, kogeneracyjna, mocowa itp.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
17.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Potrzeba skutecznej implementacji linii bezpośredniej – wolnej od ryzyka błędnej interpretacji Obecnie zastosowanie linii bezpośredniej wymaga utworzenia modelu wyspowego, gdzie źródło energii elektrycznej oraz odbiorca nie są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego. W praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii elektrycznej wytwarzanej w przyłączonym źródle energii. Ponadto budowa linii bezpośredniej wymaga zgody Prezesa URE („PURE”), który, co do zasady, jej nie wydaje. W konsekwencji jednostka wytwórcza musi wprowadzać energię do	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			systemu elektroenergetycznego, a odbiorca ponieść koszty systemowe (opłaty dystrybucyjne, OZE, kogeneracyjna, mocowa) oraz jest obciążony obowiązkami uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielone, błękitne czy białe certyfikaty). Dodatkowo, nawet gdyby wytwórca oraz odbiorca zaryzykowali współpracę w modelu wyspowym, prawo polskie nie przewiduje umowy PPA, która pozwoliłaby na jakiejkolwiek ulgi z racji ich bezpośredniej współpracy bez udziału operatora systemu dystrybucyjnego – każdy zakup energii elektrycznej jest traktowany tak samo. Projektodawca wskazuje na intencję umożliwienia rozwoju energetyki rozproszonej, jednak przepisy w projekcie ustawy naszym zdaniem nie przyczynią się do rozwoju OZE przyłączanych linią bezpośrednią. Brak jest zapowiedzianej definicji PPA i ulg dla takich umów. Co gorsza, zapisy są bardzo niebezpieczne dla autoproducentów, gdyż: 1. budowa linii bezpośredniej wciąż będzie wymagała uzyskania zgody PURE; 2. autoprodukcja może zostać zinterpretowana w myśl nowych definicji jako przyłączenie linią bezpośrednią; w konsekwencji, do budowy jakiejkolwiek linii elektroenergetycznej wewnątrzzakładowej pomiędzy jednostką wytwórczą oraz punktem odbioru niezbędna będzie zgoda PURE; autoprodukcja może podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE, takim samym co linia bezpośrednia.	
18.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Przemysł przygląda się z zainteresowaniem procesowi implementacji linii bezpośredniej, bowiem potrzebuje taniej energii oraz od 2021 roku będzie zobowiązane do wykazywania zielonej energii w swoim zużyciu, aby móc skorzystać ze wsparcia, jakim jest system rekompensat kosztów pośrednich. Ponadto, zgodnie z projektem rozporządzenia delegowanego Komisji dla uznania wodoru za odnawialny niezbędne będzie zużycie do jego produkcji energii odnawialnej zakupionej dostarczonej bezpośrednio od wytwórcy. W związku z powyższym, widzimy konieczność uwzględnienia w projekcie ustawy szereg kwestii niezbędnych do skutecznego wdrożenia linii bezpośredniej: a) Wprowadzenie definicji linii bezpośredniej rzeczywiście ułatwiającej połączenie obcych instalacji OZE do sieci zakładu przemysłowego w sposób bezpośredni z pominięciem opłat systemowych jak w przypadku obecnie funkcjonującego modelu autoproducentckiego oraz bez obowiązku pracy wyspowej;	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			b) Zniesienie obowiązku uzyskania zgody PURE na budowę linii bezpośredniej mającej na celu dostarczenie energii elektrycznej z OZE; c) Należy wprowadzić inne niezbędne definicje: a. wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która likwidowałaby wątpliwości w praktyce regulacyjnej oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości; b. umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (dyrektywa RED II nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów) – lub wprost zaproponowanie ustawowego wzoru umowy gwarantującej zielone pochodzenie energii dla odbiorcy (dodatkowo ułatwienie ich zawierania i obniżenie kosztów); d) Nowelizacja nie powinna wprowadzać zmian w zakresie autoprodukcji – nie powinna być traktowana jako linia bezpośrednia oraz nie powinna podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE; Konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe).	
19.	Uwaga ogólna	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT)	Linia bezpośrednia ma zgodnie z intencją zawartą w dyrektywie UE 2019/944 umożliwić połączenie źródła OZE bezpośrednio z odbiorcą, który nie jest jego właścicielem. W zmianach do ustawy brakuje zmiany art. 5.1 gdzie napisano „Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci [...]”. Linia bezpośrednia nie powinna wymagać podłączenia do sieci, zawarcia umowy z OSD, ani sprzedawcą. Energia powinna być traktowana jako produkt, którym dowolnie mogą wymieniać się odbiorcy i producenci i rozliczać według ustalonych między sobą zasad.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
20.	Uwaga ogólna	Energy Solution Sp. z o.o.	W kwestii proponowanych zapisów dotyczących linii bezpośredniej uważamy, że zapisy te byłyby dużo bardziej atrakcyjne, gdyby proponowały większą swobodę w zakresie współpracy z siecią. W art. 7a ust. 8-9 projektu dopuszcza się wprost, w przypadku zarówno wytwórcy jak i odbiorcy, połączonym razem linią bezpośrednią, możliwość pobierania energii elektrycznej na własne potrzeby. Uważamy jednak, że projekt wprowadzający tak rewolucyjne zmiany w kwestii linii bezpośredniej powinien również rozwiewać wątpliwości dotyczące ewentualnych nadwyżek energii wytworzonych przez wytwórcę i nieużytych przez odbiorcę. Zapisy regulujące możliwość odsprzedaży energii do sieci mogłyby zachęcić potencjalnych zainteresowanych do korzystania z takiego	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			rozwiązania, ale również wprowadziłyby zwiększenie ilości podmiotów zaangażowanych aktywnie w działania na rynku energii.	
21.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepisy projektu ustawy wprowadzające rozwiązania dedykowane liniom bezpośrednim powinny zostać zweryfikowane i uzupełnione o regulacje, które pozwolą na określenie zasad budowy i relacji/współpracy linii bezpośrednich i podmiotów z nich korzystających z systemem elektroenergetycznym w kontekście organizacyjnym, technicznym i finansowym, w tym w szczególności dotyczących: • zasad realizacji przyłączenia i oceny wpływu na system elektroenergetyczny, • możliwości operatorów systemów elektroenergetycznych oddziaływania na generację jednostek przyłączonych za pośrednictwem linii bezpośrednich, • zasad współpracy jednostek wytwórczych, z których energia elektryczna podstawowo wyprowadzana będzie linią bezpośrednią, z systemem elektroenergetycznym w zakresie wprowadzania energii elektrycznej do systemu, • zasad i warunków dostarczania energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego do odbiorców, którzy będą zasilani za pomocą linii bezpośredniej, w tym wpływu dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią na opłaty stałe i zmienne sieciowe oraz opłaty związane z systemami wsparcia, • opomiarowania i rozliczeń za dostarczaną energię elektryczną.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
22.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	<u>Potrzeba skutecznej implementacji linii bezpośredniej – wolnej od ryzyka błędnej interpretacji</u> Obecnie zastosowanie linii bezpośredniej wymaga utworzenia modelu wyspowego, gdzie źródło energii elektrycznej oraz odbiorca nie są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego. W praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii elektrycznej wytwarzanej w przyłączonym źródle energii. Ponadto budowa linii bezpośredniej wymaga zgody Prezesa URE („PURE”), który, co do zasady, jej nie wydaje. W konsekwencji jednostka wytwórcza musi wprowadzać energię do systemu elektroenergetycznego, a odbiorca ponieść koszty systemowe (opłaty dystrybucyjne, OZE, kogeneracyjna, mocowa) oraz jest obciążony obowiązkami uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielone, błękitne czy białe certyfikaty). Dodatkowo, nawet gdyby wytwórca oraz odbiorca zaryzykowali współpracę	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

		w modelu wyspowym, prawo polskie nie przewiduje umowy PPA, która pozwoliłaby na jakiejkolwiek ulgi z racji ich bezpośredniej współpracy bez udziału operatora systemu dystrybucyjnego – każdy zakup energii elektrycznej jest traktowany tak samo. Projektodawca wskazuje na intencję umożliwienia rozwoju energetyki rozproszonej, jednak przepisy w projekcie ustawy naszym zdaniem nie przyczynią się do rozwoju OZE przyłączanych linią bezpośrednią. Brak jest zapowiedzianej definicji PPA i ulg dla takich umów. Co gorsza, zapisy są bardzo niebezpieczne dla autoproducentów, gdyż: a) budowa linii bezpośredniej wciąż będzie wymagała uzyskania zgody PURE; b) autoprodukcja może zostać zinterpretowana w myśl nowych definicji jako przyłączenie linią bezpośrednią; w konsekwencji, do budowy jakiejkolwiek linii elektroenergetycznej wewnątrzzakładowej pomiędzy jednostką wytwórczą oraz punktem odbioru niezbędna będzie zgoda PURE; c) autoprodukcja może podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE, takim samym co linia bezpośrednia. Branże energochłonne przyglądają się z zainteresowaniem procesowi implementacji linii bezpośredniej, bowiem potrzebują taniej energii oraz od 2021 roku będą zobowiązane do wykazywania zielonej energii w swoim zużyciu, aby móc skorzystać ze wsparcia, jakim jest system rekompensat kosztów pośrednich. W związku z powyższym, przemysł widzi konieczność uwzględnienia w projekcie ustawy szereg kwestii niezbędnych do skutecznego wdrożenia linii bezpośredniej: a) Wprowadzenie definicji linii bezpośredniej rzeczywiście ułatwiającej połączenie obcych instalacji OZE do sieci zakładu przemysłowego w sposób bezpośredni z pominięciem opłat systemowych jak w przypadku obecnie funkcjonującego modelu autoproducentckiego oraz bez obowiązku pracy wyspowej; b) Zniesienie obowiązku uzyskania zgody PURE na budowę linii bezpośredniej mającej na celu dostarczenie energii elektrycznej z OZE; c) Należy wprowadzić inne niezbędne definicje: i. wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która likwidowałaby wątpliwości w praktyce regulacyjnej oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie pełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości; ii. umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (dyrektywa RED II nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów) – lub wprost zaproponowanie	

			ustawowego wzoru umowy gwarantującej zielone pochodzenie energii dla odbiorcy (dodatkowo ułatwienie ich zawierania i obniżenie kosztów); d) Nowelizacja nie powinna wprowadzać zmian w zakresie autoprodukcji – nie powinna być traktowana jako linia bezpośrednia oraz nie powinna podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE; e) Konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe).	
23.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Linia bezpośrednia Odnosząc się do projektowanych regulacji dotyczących linii bezpośredniej zwracamy się z wnioskiem o jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy jednostka wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektowanej konstrukcji ustawowej może przynależeć do podmiotu innego, niż występujący o pozwolenie na budowę i jednocześnie będący właścicielem obiektów, które mają być zaopatrywane dostarczaną w ten sposób energią. Dodatkowo warto zauważyć, iż co do zasady nie jest celowe wprowadzanie ograniczenia jedynie do właścicieli nieruchomości, o których mowa w projektowanym art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Projekt powinien w tym zakresie uwzględniać zarówno właścicieli nieruchomości, jak i ich użytkowników wieczystych bądź zarządców. W naszej ocenie jednak projektowana konstrukcja w zakresie konieczności uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) nie jest zrozumiała i stanowi zbędne obciążenie administracyjne zarówno dla tego organu, jaki i dla inwestora realizującego inwestycję w zakresie linii bezpośredniej. Zgodnie z przedstawionym dla tej propozycji uzasadnieniem, przesłanką dla zniesienia konieczności uzyskania zgody Prezesa URE jest fakt, iż energia przesyłana linią bezpośrednią nie będzie wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania, jednocześnie budowa instalacji nieprzekraczającej terenu nieruchomości podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii nie będzie rodziła zagrożeń związanych z ewentualnym uszkodzeniem lokalnej sieci elektroenergetycznej, czy też nie będzie stanowiła utrudnień, które potencjalnie mogą wpłynąć na konieczność zmiany trasy. Powyższe argumenty w naszej ocenie nie znajdują odzwierciedlenia w praktyce inwestycyjnej i nie jest jasne, jaki bezpośredni związek występuje pomiędzy przekroczeniem terenu nieruchomości danego podmiotu a ryzykiem uszkodzenia sieci elektroenergetycznej. Powyższe stanowi przedmiot uzgodnień i weryfikacji podejmowanych przy okazji realizacji procesu inwestycyjnego i uzyskiwania stosownych pozwoleń i w naszej ocenie stanowi zbędną procedurę formalną.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

24.	Uwaga ogólna	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	Przedstawiony projekt ustawy nie zawiera żadnych rozwiązań dedykowanych dla odbiorców przemysłowych, którzy z racji swojej specyfiki nie mają możliwości inwestycji w OZE poprzez wykorzystanie linii bezpośredniej. Odbiorcy przemysłowi, zwłaszcza z sektorów branż energochłonnych niejednokrotnie posiadający potencjał rozwoju OZE, nie mogą wybudować takich instalacji na swoim terenie lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie ze względu na uwarunkowania środowiskowe i techniczne. Zużycie energii zakładów energochłonnych jest bardzo duże i jednostki wytwórcze OZE, które pokrywałyby istotną część zużycia energii takiego zakładu wymagałyby olbrzymich terenów oraz korzystnych warunków technicznych (takich jak np. odpowiednia wietrzność), które fizycznie mogą nie być dostępne w danej lokalizacji. Rozwiązaniem tego problemu jest wprowadzenie regulacji, które umożliwiają podmiotom przemysłowym inwestycje w jednostki wytwórcze OZE, które nie są zlokalizowane w miejscu zużycia energii przez odbiorcę. Odpowiednie rozwiązania regulacyjne, które zrównywałyby sytuację podmiotów posiadających bezpośrednie połączenie jednostki wytwórczej OZE z miejscem zużycia oraz podmiotów posiadających taką jednostkę w innej lokalizacji, może umożliwić Polsce spełnienie ambitnych celów klimatycznych oraz doprowadzić do zwiększenia konkurencyjności polskiego przemysłu i gospodarki. Do tego potrzebne jest także uwolnienie potencjału rozwoju najtańszej technologii wytwarzania energii czyli lądowej energetyki wiatrowej. W związku z powyższym zwracam uwagę na konieczne do implementacji zmiany: a) Złagodzenie zasady 10H dzięki czemu zostanie odblokowana możliwość rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. – Niezbędna jest możliwie najszybsza, skuteczna i rzeczywista liberalizacja tzw. ustawy odległościowej pozwalająca na powstawanie nowych mocy z poszanowaniem opinii lokalnych społeczności. b) Usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych. – Niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie. c) Preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE. – Należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest w innym miejscu niż miejsce poboru energii.	Uwaga nieuwzględniona Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. W pozostałym zakresie uwaga wykracza poza zakres projektu niezbędny do implementacji przepisów dyrektywy rynkowej.

25.	Uwaga szczegółowa	Towarzystwo Obrotu Energią	W ocenie wnioskującego, regulacje dotyczące linii bezpośredniej powinny zostać uzupełnione o zwolnienie energii wytworzonej z OZE w zakresie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia i świadectw efektywności energetycznej.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
26.	Uwaga ogólna	Towarowa Giełda Energii	TGE zwraca uwagę na wątpliwości związane ze statusem prawnym agregatora. Zgodnie z projektem zmiany art. 3 ustawy - Prawo energetyczne (pkt 6e) – agregatorem jest podmiot zajmujący się agregacją. Zgodnie z Art. 5b⁴ ust.1: „Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po wpisaniu do rejestru działalności agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „rejestrem agregatorów”. Wskazany przepis, jak również określone w projekcie wymogi wniosku o wpis danego podmiotu do rejestru agregatorów nie wymagają równoczesnego statusu podmiotu jako przedsiębiorcy energetycznego. Istotnie zmieniona definicja przedsiębiorstwa energetycznego zakłada, iż jest to podmiot prowadzący działalność gospodarczą m.in. w zakresie agregacji, jednakże ustawodawca w projekcie ustawy wprost nie przesądził, iż agregatorem musi być wyłącznie przedsiębiorca energetyczny. Powyższe wątpliwości są kluczowe w odniesieniu do art. 5b³ pkt 1, który określa, iż agregator, m.in. „1) ma prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku”. Projekt definiuje rynki energii elektrycznej jako: „44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego” W ocenie TGE na gruncie projektu możliwe są dwie interpretacje dot. statusu agregatora. Powołując się na definicję przedsiębiorstwa energetycznego, przywołaną powyżej – można wyprowadzić wniosek, że agregator powinien być przedsiębiorcą energetycznym. Zakładając jednak, że agregator może, ale nie musi być przedsiębiorcą energetycznym, TGE wskazuje, iż dopuszczenie do rynku energii elektrycznej w odniesieniu do giełdy energii elektrycznej – takiego	Uwaga nieuwzględniona Agregatorem musi być przedsiębiorstwo energetyczne.

			podmiotu będzie implikowało konieczność zmiany ustawy o giełdach towarowych, w sposób gwarantujący możliwość uczestniczenia agregatorów w obrocie giełdowym, w tym rozliczenia transakcji giełdowych. Tym samym, w ocenie TGE projekt wymagałby rozszerzenia o ew. zmiany ustawy o giełdach towarowych. Dodatkowo, TGE zwraca uwagę, iż projekt dopuszczając agregatorów do rynków energii elektrycznych powinien analogiczny przepis jak art. 5b³ pkt 1) projektu ustawy sformułować również w stosunku wytwórców w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii.	
27.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Wprowadzone w projekcie rozwiązanie polegające na ponoszeniu przez agregatora odpowiedzialności finansowej za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, jest niezgodne z fundamentalną zasadą odpowiedzialności za bilansowanie opartej na założeniu, że dla każdego zasobu przyłączonego do sieci (modułu wytwarzania energii, magazynu energii elektrycznej lub instalacji odbiorczej), określa się jeden podmiot, który ponosi odpowiedzialność finansową za niebilansowanie tego zasobu. Określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie jest dokonywane bezpośrednio lub pośrednio, np. poprzez sprzedawcę w przypadku odbiorców końcowych (art. 5 ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne), niemniej jednak każdorazowo spełniony jest warunek, że wyłącznie jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie odpowiada finansowo za niebilansowanie danego zasobu, niezależnie od tego jaka jest przyczyna niebilansowania. Wprowadzenie odpowiedzialności finansowej agregatora za niebilansowanie, w zakresie w jakim je powoduje w systemie elektroenergetycznym, skutkowałoby naruszeniem powyższej zasady i wprowadziłoby możliwość wystąpienia dwóch podmiotów odpowiedzialnych za niebilansowanie danego zasobu – w przypadku, gdy agregator nie jest jednocześnie sprzedawcą albo standardowo wskazanym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie. Ponieważ nie jest możliwe wyznaczenie wielkości niebilansowania przyporządkowanej do różnych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie tego samego zasobu, to w przypadku ustanowienia więcej niż jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie tego samego zasobu nie byłoby możliwe dokonanie poprawnego rozliczenia niebilansowania tego zasobu. W związku z powyższym należy utrzymać zasadę, że dla danego zasobu określa się wyłącznie jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie. Działanie agregatora ma wpływ na profil zużycia, wielkość odbioru lub dostawy energii elektrycznej do systemu przez agregowane zasoby, a w konsekwencji może mieć wpływ na wielkość niebilansowania tych zasobów, stąd zasadne jest wprowadzenie przepisów regulujących relacje pomiędzy agregatorem a	Uwaga uwzględniona

			sprzedawcą lub podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (art. 17 ust. 4 dyrektywy 2019/944), w celu umożliwienia poprawnej realizacji zadań przez sprzedawców i podmiot odpowiedzialny za bilansowanie. W zakresie ponoszenia odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie powyższa uwaga powinna być również odpowiednio uwzględniona w odniesieniu do obywatelskich wspólnot energetycznych i odbiorców aktywnych. Ponadto, zwracamy uwagę, że w definicji pojęcia „agregacja” słusznie zostały uwzględnione „zdolności techniczne sieci” jako warunek agregacji, przy czym powinna zostać wprowadzona delegacja do rozporządzenia systemowego celem określenia w tym rozporządzeniu szczegółowych warunków agregacji, zgodnych z zasadami poprawnego planowania i prowadzenia ruchu sieci oraz uwzględnienia wpływu działań podejmowanych na zagregowanych zasobach na bezpieczeństwo pracy sieci. Jest to warunek konieczny zapewnienia efektywnej ekonomicznie i bezpiecznej technicznie agregacji zasobów systemu dla potrzeb świadczenia różnego typu usług.	
28.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Doprecyzowania wymaga szereg zagadnień odnoszących się do nowych mechanizmów, związanych ze wzmocnieniem roli agregatorów popytu i generacji rozproszonej. Zagadnienia wymagające doprecyzowania lub przeformułowania dotyczą m.in.: • Określenia dokładnej roli usług agregacji. Obecnie z projekcie mamy niespójność w nazewnictwie usług: elastyczności, systemowych, zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz ograniczeniami sieciowymi. W definicji usług elastyczności jest mowa o ograniczeniach systemowych, natomiast w definicji usług systemowych jest mowa o ograniczeniach sieciowych. Celowe wydaje się wskazanie w projekcie ustawy różnic pomiędzy ograniczeniami sieciowymi a systemowymi oraz wskazanie podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie ograniczeniami. • Zaproponowanej w projekcie definicji agregacji zakładającej m.in., że sumowanie mocy oraz energii elektrycznej odbiorców końcowych wykonuje się w celu sprzedaży i obrotu energią elektryczną. Agregatorzy obecni na polskim rynku z reguły nie posiadają koncesji na obrót energią elektryczną, stąd zasadne wydaje się doprecyzowanie intencji ustawodawcy w tym zakresie. Wprowadzenie wymogu posiadania wskazanej koncesji wpłynie na wzrost bariery wejścia na rynek. • Wskazania w projekcie ustawy, że do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy o rynku mocy. Zapis jest nieprecyzyjny, bo dalej w dokumencie stwierdza się również, że świadczenie usług agregacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług agregacji zawartej pomiędzy odbiorcą a agregatorem. Projekt nie definiuje co w sytuacji, w której z odbiorcą,	Uwagi uwzględnione - Usunięto z definicji agregacji obrót, - Przepis dotyczący nie stosowania ustawy o rynku mocy został doprecyzowany

			który obecnie świadczy usługę wykonania Obowiązku Mocowego w ramach Rynku Mocy (RM) i podpisze nową umowę na świadczenie usług agregacji. Proponujemy, aby przepisy projektowanej nowelizacji doprecyzowały opisany stan faktyczny, ze względu na zakres świadczonych obecnie usług agregacji w Polsce, które są w dużej mierze skorelowane w funkcjonowaniu rynku mocy. • Braku wskazania w projekcie ustawy czy prosument będzie mieć swobodę wyboru czy sprzedawać swoje nadwyżki energii elektrycznej do agregatora lub sprzedawcy zobowiązanego.	
29.	Uwaga ogólna	Towarowa Giełda Energii	1) TGE wskazuje, iż zakres projektu ustawy powinien obejmować – oprócz zmian w ustawie Prawo energetyczne, ustawie o odnawialnych źródłach energii – również zmiany ustawy o giełdach towarowych, w zakresie opisanym w pkt. 1 uwag ogólnych, jak również w uwagach szczegółowych, jak poniżej. W związku z powyższym rekomendujemy zmianę tytułu ustawy na: ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw. 2) TGE identyfikuje bariery w zakresie rozwoju rynku dotyczące modelu koncesji w Polsce dla obszaru obrotu i wytwarzania, szczególnie dla źródeł OZE. W związku z tym proponujemy dodatkowe zmiany (pkt. 3 i pkt. 5 uwag szczegółowych), które redukują bariery funkcjonowania podmiotów. Jest to zgodne z zapisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r., w kontekście większej aktywności OZE w hurtowym rynku energii.	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.
30.	Uwaga ogólna	Towarowa Giełda Energii	Prezentowane w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) zmiany dotyczą w szczególności: • Dodania do zadań operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zakupu usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej przy jednoczesnym wskazaniu, że w instrukcji operatora określona zostanie specyfikacja usług elastyczności oraz usług systemowych nie dotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora a operator pozyskując usługi systemowe nie dotyczące częstotliwości opiera się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych procesach rynkowych; • Dodania do zadań operatora systemu dystrybucyjnego uprawnień do stosowania poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej innej niż mikroinstalacja, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.

			przez jednostkę wytwórczą. Jednocześnie, co zostało podkreślone w uzasadnieniu, zgodnie z art. 13 ust 2 i 3 rozporządzenia 2019/943, redysponowanie powinno w pierwszej kolejności odbywać się na zasadach rynkowych. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom by operator systemu dystrybucyjnego pozyskiwał usługi w oparciu o procesy rynkowe, proponujemy podejście, w którym wyżej wymienione usługi, w tym uprawnienia do stosowania poleceń dyspozytorskich względem jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, mogły być przedmiotem obrotu giełdowego, gwarantując przejrzystość i niedyskryminacyjność procesu. W tym celu proponujemy wprowadzenie poniższych zmian w ustawie o giełdach towarowych. Jednocześnie TGE zwraca uwagę na równoległe toczący się proces nowelizacji ustawy o giełdach towarowych w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy (UC42). W uwagach szczegółowych poniżej - przedstawiamy wersję przepisów ustawy o giełdach towarowych. Dodatkowo, TGE wnosimy uwagę ogólną w zakresie konieczności rozstrzygnięcia w sprawie podejścia do stosowania procedur Prawa zamówień publicznych w odniesieniu do usług zamawianych przez operatora systemu dystrybucyjnego, w szczególności gdy usługi te zamawiane na rynkach organizowanych przez spółkę prowadzącą giełdę towarową.	
31.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równoległe do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność wytwórców i OSD w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.	Uwaga częściowo uwzględniona. Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ.
32.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają	Uwaga częściowo uwzględniona.

			powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równoległe do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.	Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ.
33.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równoległe do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność OSD w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.	Uwaga częściowo uwzględniona. Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ.
34.	Uwaga ogólna	Energy Solution Sp. z o.o.	Opierając się na naszych doświadczeniach z ostatnich miesięcy uważamy, że krokiem w dobrą stronę byłoby dodanie do omawianego projektu nowych zapisów chroniących odbiorców końcowych. Chodzi o sytuacje, w których Operator Systemu Dystrybucyjnego przekracza ustawowy termin na wydanie warunków przyłączeniowych. Dotychczas jedynym organem, który posiadał sprawczość pozwalającą na przełamanie impasu w przypadku odmowy wydania takich warunków był Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, który na wniosek odbiorcy przyglądał się sprawie i interweniował w zakresie swoich możliwości. Nierzadko zdarzają się jednak sytuacje, w których odbiorca pomimo złożenia należytego wniosku nie uzyskuje żadnej odpowiedzi lub czas uzyskania warunków przekracza terminy ustawowe, przy czym Operator Systemu Dystrybucyjnego nie ponosi konsekwencji swoich ewidentnych niedopatrzeń. W związku z tym proponujemy wprowadzenie mechanizmu chroniącego wszystkich odbiorców, którzy mogliby znaleźć się w takiej sytuacji, poprzez automatyczne nałożenie odpowiedzialności finansowej na OSD, który nie	Uwaga nieuwzględniona. Prezes URE posiada wszystkie niezbędne środki do zapewnienia egzekwowania przepisów o terminach przyłączenia do sieci. Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że nałożenie automatycznej odpowiedzialności finansowej OSD nie jest możliwe do zrealizowania, albowiem

			wywiązuje się ze swoich obowiązków, bardzo często pozostawiając swoich potencjalnych odbiorców w niepewności oraz narażając ich na straty finansowe.	ustawa – Prawo energetyczne przewiduje możliwość przedłużenia terminów określonych w art. 7 w sytuacjach o których mowa w art. 7 ust. 8g ⁶ oraz ust. 8g ⁷ .
35.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy.	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
36.	Uwaga ogólna	PTPiREE	Niezwykle istotna jest harmonizacja terminów wprowadzania zmian w rozporządzeniach i Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji OSP i OSD w związku z wprowadzaniem kompleksowych zmian wynikających z implementacji dyrektywy rynkowej i przedstawionych w opiniowanym projekcie. Dla przykładu, w art. 11 zaproponowano 120 dniowy termin dla aktualizacji IRiESD. W terminie tym zawiera się również okres na proces konsultacji publicznych (nie krócej niż 45 dni). Mając na uwadze zakres i obszerność zmian IRiESD w celu dostosowania zapisów instrukcji do zmienionych przepisów uPE, termin ten jest zbyt krótki. Ponadto należy wziąć pod uwagę następujące aspekty: - określenie, a następnie nabywanie usług elastyczności powiązane jest z zastępowaniem inwestycji w planach rozwoju, więc potrzebna jest aktualizacja wytycznych Prezesa URE, w jaki sposób je uwzględniać w PR - usługi elastyczności mają być w pierwszej kolejności określone w Rozporządzeniu, a na jego wydanie określono termin 24 miesięcy - IRiESD powinna być spójna z IRiESP, więc nie powinna być opracowywana równolegle, - wprowadzenie „piaskownic regulacyjnych” w celu testowania m.in. pozyskiwania usług elastyczności (art. 24b); efekty z realizacji projektów działających w formie piaskownic mają posłużyć do określenia modelu funkcjonowania rynku usług elastyczności i w konsekwencji sformułowania przepisów rozporządzenia i instrukcji.	Uwaga nieuwzględniona Należy zauważyć, że termin 24 miesięcy na wydanie przedmiotowego rozporządzenia to maksymalny termin, ale ze względu na fakt, że rozporządzenie stanowi implementację Dyrektywy 2019/944, planowane jest jego wydanie w możliwie najszybszym terminie po wejściu w życie ustawy.
37.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Brak jest określonych zasad na jakich opierać się ma umowa o świadczenie usług dystrybucji ze wspólnotą energetyczną. W związku z tym istnieje uzasadnione ryzyko obciążania kosztami osieroconymi (koszty opłat dystrybucyjnych i utrzymania sieci dystrybucyjnej) pozostałych odbiorców.	Uwaga nieuwzględniona Stawki opłat dystrybucyjnych są

			Może to być odczytywane jako działanie dyskryminujące (faworyzujące jedną grupę użytkowników systemu).	zatwierdzone przez URE, uregulowanie zasad finansowych mogłoby prowadzić do nadregulacji - obowiązuje zasada swobody umów;
38.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Należy wprowadzić okres przejściowy dla wejścia w życie zapisów dotyczących Planów rozwoju OSD, proponujemy termin wejścia w życie regulacji w tym zakresie od 1 stycznia 2025 r. OSD muszą ponieść duże nakłady pracy na dostosowanie się do wymagań/szablonów URE. Dopiero po publikacji wymagań oraz wytycznych będzie możliwość rozpoczęcia prac dostosowujących.	Uwaga częściowo uwzględniona Należy wskazać, że uwzględniono uwagę dot. zapewnienia niezbędnego czasu dla przedsiębiorstw do zapoznania się i wdrożenia wytycznych. Aby zapewnić równowagę między interesem przedsiębiorstw energetycznych a potrzebą wprowadzenia przedmiotowej regulacji, zmieniono termin określony w art. 23 ust. 3 na 9 miesięcy.
39.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 16 ustawy - Prawo energetyczne wprowadzono zmiany skutkujące istotnym skróceniem okresów pomiędzy aktualizacjami planu rozwoju sieci przesyłowej, tj. z aktualnych 3 lat do 2 lat. Będzie się to wiązało z koniecznością odpowiedniego dostosowania procesu planowania, w szczególności w zakresie zasobowym. W związku z tym w ocenie skutków regulacji powinny zostać uwzględnione dodatkowe koszty związane z operacjonalizacją przedmiotowej regulacji.	Uwaga nieuwzględniona Projektowany przepis ma na celu ujednolicenie sporządzania aktualizacji dla wszystkich operatorów i wynika z art. 32 ust. 3 Dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na przejrzystym planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu

				dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata i przedkładanym organowi regulacyjnemu.
40.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	OSD powinni zostać zobligowani do informowania na etapie wydawania warunków przyłączeniowych do informowania wytwórców, o jaką moc OSD planuje graniczenia dla wytwórcy. Jest to niezbędna informacja dla inwestora pozwalająca na wiarygodną ocenę opłacalności danej inwestycji.	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.
41.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Operatorzy systemów dystrybucyjnych W ocenie Fundacji przedstawiony Projekt nowelizacji nie zawiera propozycji skutecznych rozwiązań występujących w sieciach niskiego napięcia szczególnie uwidaczniający się przekroczeniami dopuszczalnych napięć. Odpowiedź na trudności Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD) związane z dynamicznym wzrostem przyłączanych do sieci nowych instalacji prosumenckich, powinny stanowić mechanizmy wspierające zwiększenie elastyczności oraz rozwój sieci przesyłowych przez OSD, a nie poprzez spowalnianie lub ograniczanie rozwoju odnawialnych źródeł energii. W szczególności, by zachować zgodność z celami Dyrektywy 2018/2001 oraz Dyrektyw 2019/944, OSD powinni zostać zobowiązani do aktywnego mapowania oraz strategicznego planowania wykorzystania nowych źródeł mocy z instalacji prosumenckich, a także do preferencyjnego ich traktowania. OSD powinny dążyć do pełnego wykorzystania obecnych możliwości technicznych instalacji prosumenckich do stabilizacji parametrów sieci	Uwaga częściowo uwzględniona. MKiŚ prowadzi prace nad szczegółowymi rozwiązaniami dotyczącymi usług elastyczności, w tym w szczególności ich charakterystyki oraz możliwością wykorzystania poszczególnych odbiorców jako elementu zapewniającego elastyczność sieci, np. poprzez agregację.
42.	Uwaga ogólna	KGHM Polska Miedź	Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu: - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy, - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną,	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelską społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania

			- wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.	Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
43.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu: - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy, - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną, - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelską społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh..

				Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
44.	Uwaga ogólna	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu: - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy, - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną, - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelską społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
45.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Nowelizacja z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne wprowadziło do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych. 1) Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			• przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń; • określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust. 2. mającej na celu dostosowanie przepisów do rzeczywiście występujących okoliczności.	
46.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną.	Uwaga nieuwzględniona Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.
47.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh. Uwagi 4-7 wraz z uzasadnieniem oraz z propozycjami przepisów zostały szerzej przedstawione poniżej w uwagach szczegółowych (pozycje 2, 3, 13 i 14).	Uwaga nieuwzględniona Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.
48.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Postulaty w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu: - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy	Uwaga nieuwzględniona. Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku

			końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy, - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną, - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.	informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelską społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
49.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej. Nowelizacja z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne wprowadziło do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych. 1. Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków: • przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń;	Uwaga nieuwzględniona Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. Ponadto proponuje się przepisy mające na celu. 2. Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W związku z tym proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust. 2. mających na celu dostosowanie przepisy do rzeczywiście występujących okoliczności.	
50.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury. - Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków: - przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, - ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń, - określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez	Uwaga nieuwzględniona Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywistości występujących okoliczności.	
51.	Uwaga ogólna	KGHM Polska Miedź	Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury. 1) Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków: • przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń, • określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. 2) Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywistości występujących okoliczności.	Uwaga nieuwzględniona Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.
52.	Uwaga ogólna	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej.	Uwaga nieuwzględniona

			Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury. 1) Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków: • przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń, • określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. 2) Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywistości występujących okoliczności.	Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944.
53.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	W kontekście ostatniej nowelizacji Prawa Energetycznego (ustawa z dnia 20 maja 2021 r.) i planowanego uruchomienia CSIRE, w których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON będą niezbędne do wymiany informacji z CSIRE wystąpi konieczność pozyskiwania ww. danych przy zawieraniu/modyfikacji/rozwiązywaniu/rozliczaniu umów z odbiorcami końcowymi. Obecny stan prawny stanowi o konieczności wykorzystywania tylko niezbędnych danych klienckich w umowach sprzedaży, dystrybucji i	Uwaga nieuwzględniona Ustawa nie jest miejscem na regulowanie aż tak szczegółowych zagadnień. Wystarczą w tym zakresie postanowienia IRiESP

			kompleksowych, w świetle których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON mogą być traktowane jako dane nadmiarowe, w związku z czym nie możemy odmówić zawarcia ww. umów w przypadku braku podania tych danych przez klienta. Proponujemy zatem modyfikację przepisów poprzez dodanie obowiązku zawierania w tych umowach numerów PESEL/NIP/REGON lub dokumentu tożsamości (w przypadku osób nieposiadających numeru PESEL/NIP). Proponowane rozwiązanie jednoznacznie przesądzi o uprawnieniu przedsiębiorstw energetycznych do pobierania ww. danych od odbiorców końcowych, m. in. dla celów jednoznacznej identyfikacji odbiorcy, także w kontekście uruchomienia CSIRE. Proponowana zmiana wprowadzi wymóg analogiczny jak np. przy umowach zawieranych z abonentami, zgodnie z ustawą Prawo Telekomunikacyjne.	(Standardy Wymiany Informacji). System CSIRE wejdzie w życie 1 lipca 2024 r. i wtenczas dopiero będzie możliwe zbieranie takich danych na potrzeby zawarcia umowy.
54.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W kontekście ostatniej nowelizacji Prawa Energetycznego (ustawa z dnia 20 maja 2021 r.) i planowanego uruchomienia CSIRE, w których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON będą niezbędne do wymiany informacji z CSIRE wystąpi konieczność pozyskiwania ww. danych przy zawieraniu/modyfikacji/rozwiązaniu/rozliczaniu umów z odbiorcami końcowymi. Obecny stan prawny stanowi o konieczności wykorzystywania tylko niezbędnych danych klienckich w umowach sprzedaży, dystrybucji i kompleksowych, w świetle których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON mogą być traktowane jako dane nadmiarowe, w związku z czym nie możemy odmówić zawarcia ww. umów w przypadku braku podania tych danych przez klienta. Proponujemy zatem modyfikację przepisów poprzez dodanie obowiązku zawierania w tych umowach numerów PESEL/NIP/REGON lub dokumentu tożsamości (w przypadku osób nieposiadających numeru PESEL/NIP). Proponowane rozwiązanie jednoznacznie przesądzi o uprawnieniu przedsiębiorstw energetycznych do pobierania ww. danych od odbiorców końcowych, m. in. dla celów jednoznacznej identyfikacji odbiorcy, także w kontekście uruchomienia CSIRE. Proponowana zmiana wprowadzi wymóg analogiczny jak np. przy umowach zawieranych z abonentami, zgodnie z ustawą Prawo Telekomunikacyjne.	Uwaga nieuwzględniona Ustawa nie jest miejscem na regulowanie aż tak szczegółowych zagadnień. Wystarczą w tym zakresie postanowienia IRiESP (Standardy Wymiany Informacji). System CSIRE wejdzie w życie 1 lipca 2024 r. i wtenczas dopiero będzie możliwe zbieranie takich danych na potrzeby zawarcia umowy.
55.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W zakresie zmian dotyczących terminu zmiany sprzedawcy niewłaściwe jest wskazanie operatora informacji rynku energii (OIRE) jako odpowiedzialnego za procedurę zmiany sprzedawcy. Zgodnie z koncepcją urzeczywistnioną w przepisach ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, OIRE nie realizuje żadnych procesów rynku energii, lecz jedynie ewidencjonuje ich zaistnienie w centralnym systemie informacji rynku energii (CSIRE). Zgodnie z zakresem zadań przypisanych OIRE, ma on wspierać realizację procesów rynku energii, nie zaś realizować procesy rynku energii.	Uwaga nieuwzględniona Nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz OIRE może uniemożliwić zmianę sprzedawcy w proponowanym terminie. OIRE powinien również

			Zarejestrowanie informacji o zmianie sprzedawcy w CSIRE nie determinuje realizacji procesu zmiany sprzedawcy – zaświadcza jedynie kto ma prawo dostępu do informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych z danego punktu poboru energii. Tym bardziej OIRE (rola) czy CSIRE (system) nie może realizować żadnych technicznych procedur zmiany sprzedawcy, gdyż nie jest stroną w relacjach z odbiorcą końcowym, ani nie świadczy żadnych usług w procesie dostarczania energii. W związku z powyższym wskazanie operatora informacji rynku energii (OIRE) jako odpowiedzialnego za procedurę zmiany sprzedawcy w propozycji przepisów art. 1 pkt 3 lit b (dotyczących zmiany art. 4j ustawy – Prawo energetyczne) nie jest właściwe. W zakresie przepisów dotyczących zmiany sprzedawcy uzasadnione jest, aby jednodniowa procedura zmiany sprzedawcy została uruchomiona nie w 2026 r., lecz razem z uruchomieniem CSIRE. Pozwoliłoby to na kompletną reformę rynku detalicznego wcześniej oraz w jednym kroku.	być odpowiedzialny za prawidłowy przebieg procesu zmiany sprzedawcy. Nie jest wskazane narzucanie ambitniejszych terminów na zmianę sprzedawcy aniżeli wynika to z przepisów prawa UE. Niedopełnienie obowiązku przez operatorów wiąże się z ich odpowiedzialnością.
56.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Z perspektywy sprzedawcy, zaproponowane zmiany powodować będą konieczność poniesienia znacznych nakładów finansowych na dostosowanie systemów informatycznych wspierających obsługę, rozliczenia oraz komunikację z odbiorcami.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga ma charakter ogólny i nie zawiera szczegółowej propozycji – koszty sprzedawców są uwzględniane w taryfach na sprzedaż energii elektrycznej.
57.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	W naszej ocenie terminy wejścia w życie proponowanych zmian, w związku m.in. z koniecznością dostosowania systemów informatycznych i zmian organizacyjnych u sprzedawców, powinny zostać wydłużone.	Uwaga uwzględniona Terminy zostaną zmienione
58.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przy wdrożeniu art. 18 dyrektywy 2019/944 proponuje się uwzględnić również przepisy zawarte w Załączniku nr 1 do dyrektywy, które m.in. w pkt. 2 określają częstość rozliczeń i dostarczanie informacji o rozliczeniach, zależnie od dostępności u odbiorcy końcowego licznika zdalnego odczytu.	Załącznik nr I zostanie uwzględniony przy wdrażaniu art. 18 dyrektywy.
59.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	W art. 1 projektu ustawy (UC74) wprowadza się zmianę dodając w art. 5 ust. 3a sformułowanie „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.”	Uwaga uwzględniona

			Projekt ustawy nie precyzuje czy dla gospodarstw domowych nie przewiduje się możliwości zawierania umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Zgodnie z nomenklaturą stosowaną w projekcie umowa taka jest określana umową sprzedaży.	
60.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Pozytywnie oceniamy wprowadzenie rozwiązania posiadania jedynie umowy kompleksowej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. Model ten przyniesie korzyści odbiorcom końcowych na rynku energii.	Uwaga ogólna
61.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Ustawa zawiera zapowiedź długo oczekiwanej przez odbiorców możliwości poszerzenia aktywnego uczestnictwa w rynkach energii, rynku bilansującym i rynku usług systemowych, dopełniające możliwości funkcjonowania odbiorców w rynku mocy, w którym brak wynagrodzenia za redukcję miał być kompensowany możliwością aktywnego uczestnictwa w rynku energii, rynku bilansującym i usług systemowych już od 1 stycznia 2021 roku.	Uwaga ogólna
62.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Ustawa zawiera zapowiedź długo oczekiwanej przez odbiorców możliwości poszerzenia aktywnego uczestnictwa w rynkach energii, rynku bilansującym i rynku usług systemowych, dopełniające możliwości funkcjonowania odbiorców w rynku mocy w którym brak wynagrodzenia za redukcję miał być kompensowany możliwością aktywnego uczestnictwa w rynku energii, rynku bilansującym i usług systemowych już od 1 stycznia 2021 r.	Uwaga ogólna
63.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności stają się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw.	Uwaga ogólna
64.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że	Uwaga ogólna

			polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności stają się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw.	
65.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności stają się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw	Uwaga ogólna
66.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności stają się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw.	Uwaga ogólna
67.	Uwaga ogólna	KGHM Polska Miedź	KGHM postuluje doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego.	Uwaga ogólna. Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona
68.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	FOEEiG postuluje doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego.	Uwaga ogólna. Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona
69.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego.	Uwaga ogólna. Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona

70.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Postulujemy doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego	Uwaga ogólna. Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona
71.	Uwaga ogólna	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Postulujemy doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego.	Uwaga ogólna. Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona
72.	Uwaga ogólna	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Proponowane w projekcie regulacje mające wprowadzić na polski rynek Obywatelskie Społeczności Energetyczne (OSE) nie obejmują jednego, ale absolutnie fundamentalnego postulatu – w ustawie należy zapisać, że społeczności te będą funkcjonowały w oparciu o odnawialne źródła energii. Za chwilę, z dniem 30.06.2021, Polska musi wdrożyć dyrektywę RED II, która również obliguje państwa do wprowadzenia społeczności energetycznych, ale opartych na OZE. Mając na uwadze porządek i przejrzystość prawa, a następnie samego rynku, należy dokonać łącznej transpozycji dyrektyw IEMD i RED II, czego wyrazem będzie wprowadzenie regulacji dla obywatelskich społeczności energetycznych działających w oparciu o OZE. Taki kierunek wynika z logiki interpretacji prawa, jak również z aktualnej polityki UE, w tym prac nad dostosowaniem m.in. obu powyższych dyrektyw do ambitniejszego celu redukcji emisji do roku 2030 (tzw. pakiet „Fit-for-55”).	Uwaga uwzględniona Projekt ustawy wprowadza ramy prawne dla funkcjonowania obywatelskiej społeczności energetycznej, która wdraża dyrektywę 2019/944 i dyrektywę 2018/2001 w zakresie społeczności energetycznych.
73.	Uwaga ogólna	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowane regulacje w zakresie obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) budzą liczne wątpliwości. I tak, już projektowana definicja nie koresponduje z brzmieniem art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym obywatelska społeczność energetyczna oznacza osobę prawną, która: a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i która jest skutecznie kontrolowana przez członków lub udziałowców będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami; b) ma za główny cel zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność; oraz c) może zajmować się wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużywaniem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczeniem innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom.	Uwaga uwzględniona Definicja ose została zmieniona. Zgodnie z dyrektywą członkami ose mogą być podmioty różnego rodzaju jednak uprawnienia kontrolna i decyzyjne muszą przysługiwać enumeratywnie określonym podmiotom zatem nie może dojść do wypaczenia idei ose.

		Definicja zaproponowana w projekcie nie zawiera jakichkolwiek ograniczeń podmiotowych wobec członków lub udziałowców, w konsekwencji definicję tę może wypełniać OSE złożona wyłącznie ze średnich lub dużych przedsiębiorstw. Zatem idea obywatelskiej społeczności energetycznej może zostać wypaczona. Projektowane regulacje nie „przenoszą” ograniczenia z dyrektywy, dotyczącego świadczenia usług członkom lub udziałowcom OSE. Brakuje m.in. wskazania, że przez udziałowca OSE rozumie się także wspólnika spółki osobowej. Z projektowanych przepisów wynika m.in. iż obywatelska społeczność energetyczna może zajmować się także dystrybucją energii elektrycznej, jednakże brak jednoznacznego wskazania, że w przypadku zamiaru podjęcia działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wymagane jest uzyskanie przez społeczność koncesji na dystrybucję energii elektrycznej jak i wyznaczenie jej na operatora sieci. Należy podkreślić, że art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, a w szczególności zawarte w nim wyłączenia z obowiązku posiadania koncesji, nie umożliwiają obywatelskiej społeczności energetycznej prowadzenia działalności, określonych w tym przepisie, bez posiadania stosownych koncesji. Projektowane przepisy dotyczące wpisu społeczności do stosownego rejestru nie mogą być traktowane jako podstawa zwolnienia z obowiązku posiadania stosownych koncesji, a w konsekwencji operatorstwa w przypadku prowadzenia działalności dystrybucyjnej. Jest to także uzasadnione brzmieniem proponowanego art. 11w Prawa energetycznego zgodnie z którym członek, udziałowiec lub wspólnik obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje prawa i obowiązki wynikające z jego statusu jako odbiorcy końcowego, w tym odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wynikające z przepisów ustawy. Projektowane regulacje art. 11x i art. 11zc ustawy wskazują, że działalność obywatelskiej społeczności energetycznej jest ograniczona do obszaru działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora, co oznacza, że w przypadku prowadzenia działalności w zakresie dystrybucji przez społeczność może być ona wykonywana tylko na sieciach, na których społeczność jest operatorem i może realizować dostawy wyłącznie do swoich członków i udziałowców. Mając na uwadze, że dyrektywa w preambule wskazuje, że wszystkie obowiązki wynikające z tego aktu muszą być realizowane przez wszystkie podmioty, a więc także OSE, za niezgodne z dyrektywą należałoby uznać zwolnienie z obowiązku uzyskania koncesji lub statusu operatora sieci dystrybucyjnej, do której są przyłączeni odbiorcy przez jakikolwiek podmiot w tym OSE.	Posiadanie koncesji na dystrybucję odbywałoby się na zasadach ogólnych, tak jak np. w klastrach energii.

			Wejście w życie ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093) powoduje, że obowiązki wskazane w tej ustawie powinny być realizowane także przez OSE, w tym obowiązki w zakresie przekazywania danych pomiarowych i rozliczeń przez CSIRE. Należy ponadto zauważyć, że dyrektywa w artykule 6 ust. 3 wymaga aby obywatelskie społeczności energetyczne zarządzające sieciami dystrybucyjnymi spełniały wymagania określone w tym przepisie dyrektywy (zapewnienie dostępu stron trzecich do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego). Pozostałe uwagi do treści projektowanych przepisów dotyczących OSE zawarto w uwagach szczegółowych.	
74.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W projekcie ustawy wprowadza się nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i przepisów wprowadzone w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne z 15 kwietnia 2021 r. (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii). Podobnie, projekt ustawy powiela definicje, które zostały już wprowadzone ustawą z dnia (np. art. 3 pkt 10k) magazyn energii elektrycznej).	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
75.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W projekcie ustawy wprowadza się nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i przepisów wprowadzone w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii). Podobnie, projekt ustawy powiela definicje, które zostały już wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. (np. art. 3 pkt 10k) magazyn energii elektrycznej).	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
76.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	W projektowanych przepisach dot. obywatelskich społeczności energetycznych brakuje uregulowań w zakresie sposobu ukształtowania relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną. Rodzić to może później liczne wątpliwości praktyczne, chociażby w zakresie tego, w jaki sposób winny być prowadzone rozliczenia pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną i jej poszczególnymi członkami. Proponujemy się zatem doprecyzowanie przepisów projektu ustawy o ww. kwestie lub delegowanie ich na poziom rozporządzenia wykonawczego.	Uwaga nieuwzględniona Relacje pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład ose regulować będzie statut lub umowa. Realizacja innych działań przez ose będzie odbywać się na podstawie

				przepisów ogólnych np. uPE. Tak jak ma to miejsce w klastrach, których przedmiot działalności pokrywa się po części z tym przewidzianym dla ose (wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja lub obrot energią z ose lub z innych źródeł lub paliw)
77.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Składająca uwagi podnosi, że w świetle w szczególności regulacji wprowadzających obywatelskie społeczności energetyczne, które w założeniu projektu mogą działać m.in. w formie spółdzielni w rozumieniu ustawy prawo spółdzielcze, konieczne jest uregulowanie instytucji „spółdzielni energetycznej” w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Instytucja w swojej obecnej formie nie spełnia żadnej funkcji (od początku istnienia regulacji powstała w Polsce jedna spółdzielnia energetyczna – w maju 2021), a wprowadzane obecnie regulacje mogą potencjalnie powodować dodatkowy chaos legislacyjny poprzez współistnienie niedziałających „spółdzielni energetycznych” oraz spółdzielni, które realizują działania obywatelskiej społeczności energetycznej. Składająca uwagi podnosi, że konieczna jest w tym zakresie przemyślna i dostosowana do uwarunkowań i potrzeb rynku, która regulacje RED II i uprawnienia podmiotów działających w zakresie energii z odnawialnych źródeł do społeczności energetycznych. Składająca uwagi podnosi, że do czasu wprowadzenia kompleksowych rozwiązań w tym zakresie, celem umożliwienia funkcjonowania spółdzielni energetycznych w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii konieczna jest zmiana istniejących zapisów. Taka zmiana jest stanowi realizację w szczególności zapisów art. 16 Dyrektywy 2019/944, a tym samym mieści się w zakresie tematycznym projektowanych zmian legislacyjnych. Składająca uwagi postuluje aby zmiany te obejmowały: - nadanie art. 2 pkt 33a ustawie o odnawialnych źródłach energii brzmienia: „33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2020 r. poz. 275, 568, 695, 875 i 2320) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie, zużywanie,	Uwaga nieuwzględniona Uwaga poza zakresem projektu. Spółdzielnia energetyczna działa na zasadzie opustu, co nie odpowiada modelowi sprzedaży energii przez ose. Ewentualne zmiany w tym zakresie powinny odbyć się z uwzględnieniem uprzedniej konsultacji z interesariuszami w odrębnym projekcie legislacyjnym.

			magazynowanie i sprzedaż energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, z instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej, o ile obrót energią nie stanowi dla spółdzielni głównej działalności gospodarczej ani zawodowej;”; - uchylene: art. 38e ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, art. 38k ustawy o odnawialnych źródłach energii, - nadanie art. 38g ust. 3 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii brzmienia: „1) oświadczenie następującej treści: „Zarząd spółdzielni oświadcza, że dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą”. - nadanie art. 38l ust. 1 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii brzmienia: „1) w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodne ze stanem faktycznym;”.	
78.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	W projektowanych przepisach dot. obywatelskich społeczności energetycznych brakuje uregulowań w zakresie sposobu ukształtowania relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną. Rodzić to może później liczne wątpliwości praktyczne, chociażby w zakresie tego, w jaki sposób winny być prowadzone rozliczenia pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną i jej poszczególnymi członkami. Proponujemy zatem doprecyzowanie przepisów projektu ustawy o ww. kwestie lub delegowanie ich na poziom rozporządzenia wykonawczego do uPE.	Uwaga nieuwzględniona Relacje pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład ose regulować będzie statut lub umowa. Realizacja innych działań przez ose będzie odbywać się na podstawie przepisów ogólnych np. uPE. Tak jak ma to miejsce w klastrach, których przedmiot działalności pokrywa się po części z tym przewidzianym dla ose (wytworzenie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja lub obrot energią z oze

				lub z innych źródeł lub paliw)
79.	Uwaga ogólna	Urząd Ochrony Danych Osobowych	W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę, iż przy wypracowywaniu przepisów prawa pożądane jest - w związku z przyjmowaniem podstaw prawnych przetwarzania danych osobowych - dokonywanie oceny skutków dla ochrony danych osobowych (art. 35 ust. 10 rozporządzenia 2016/679). Wykonanie takiej oceny, uwzględnienie jej wyników w treści projektowanych (stanowionych) przepisów prawa oraz zawarcie informacji o jej wynikach w ocenie skutków projektowanej regulacji lub w uzasadnieniu do projektowanej regulacji jest niezwykle pomocne - zarówno dla Projektodawcy, celem stworzenia przepisów zapewniających stosowanie przepisów rozporządzenia i dających odpowiednie gwarancje zgodności z ogólnym rozporządzeniem wykonawcom norm, jak i dla organu nadzorczego, celem oceny zaproponowanych uregulowań. Z przedstawionych przez Projektodawcę dokumentów nie wynika by ocena taka została przeprowadzana. Wsparciem dla Projektodawcy jest Inspektor Ochrony Danych (art. 37-39 rozporządzenia 2016/679) - osoba, która ze względu na posiadaną wiedzę z zakresu ochrony danych osobowych powinna wspomóc Projektodawcę w przeprowadzeniu stosownej analizy i oceny. Poprawnie przeprowadzona ocena skutków powinna wskazywać związek pomiędzy operacjami wykonywanymi na danych osobowych, z konkretnym celem ich przetwarzania. Cel przetwarzania musi być określony w przepisach prawa powszechnie obowiązującego (art. 6 ust. 3 rozporządzenia 2016/679).	Uwaga uwzględniona częściowo. W myśl art. 35 ust. 10 przywołanego rozporządzenia uzasadnione jest odrębne przeprowadzanie oceny skutków dla ochrony danych osobno przez poszczególnych administratorów. Tego rodzaju podejście umożliwi stosowanie przepisów projektowanej ustawy z poszanowaniem wewnętrznej polityki bezpieczeństwa, specyfiki oraz charakteru działalności danego podmiotu.
80.	Uwaga ogólna	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Projektodawca tworzący normy prawne powinien zapewnić, aby przepisy następnie stosowane przez administratorów były zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu 2016/679, odpowiednio do celów regulacji, za których realizację jest odpowiedzialny. Rozporządzenie ogólne o ochronie danych osobowych jest neutralne technologicznie co oznacza, że regulacje w nim zawarte nie wskazują konkretnych wytycznych odnośnie rozwiązań technologicznych czy organizacyjnych, jakie należy podjąć w celu zabezpieczenia danych osobowych. Poprzez wskazanie celu – czyli bezpieczeństwa danych osobowych, nie narzuca administratorom i podmiotom przetwarzającym ściśle określonych rozwiązań. Jednocześnie organ nadzorczy deklaruje wsparcie eksperckie na dalszych etapach prac legislacyjnych nad przedmiotowym projektem.	Uwaga ogólna
81.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi	Uwaga nieuwzględniona.

			elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach, gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują, największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu systemowym standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania.
82.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach, gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują, największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania, które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu systemowym standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania.
83.	Uwaga ogólna	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej.

			które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania.
84.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania, które będą stosowane między podstawowym dostawcą (w Polsce sprzedawcą) a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego, stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania.
85.	Uwaga ogólna	Koordynator do spraw negocjacji	Zasadniczych uwag do projektowanych przepisów nie mam. Jednakże wobec ograniczenia zasady dobrowolności – na etapie przystąpienia do postępowania ADR – oraz znaczącego rozszerzania zakresu podmiotowego i przedmiotowego postępowań ADR prowadzonych przez Koordynatora proponuję uwzględnienie zmian, które nie padły na podany grunt przy zgłaszaniu ich w ramach konsultacji projektu UC 17 (nadal nie uchwalonego). Wartym rozważania byłoby również zwiększenie budżetu przeznaczonego na działalność Koordynatora co umożliwiłoby zwiększenie obsady Zespołu Obsługi Koordynatora (ZOK) (przydałaby się chociażby osoba do obsługi administracyjno-sekretarskiej osób pracujących merytorycznie w ZOK, szczególnie przy zwiększonej ilości korespondencji co niewątpliwie nastąpi w skutek projektowanych zmian) funkcjonującego w strukturze URE, które to rozwiązanie – notabene – się niezbyt w toku czteroletniej praktyki sprawdzało.	Uwaga nieuwzględniona. Przedsiębiorstwo, które na wcześniejszym etapie postępowania nie zaangażowało się w rozwiązanie sporu, nie będzie chciało podejmować innych działań oprócz złożenia informacji Koordynatorowi.

86.	Uwaga ogólna	Urząd Regulacji Energetyki	Na wstępie należy zauważyć, że proponowane w projekcie zmiany mają charakter niezwykle istotny i obszerny, projektowane przepisy konstytuują wiele nowych instytucji, nakładając na Prezesa URE szereg nowych obowiązków. Jednocześnie projektodawca (po raz kolejny) nie przewidział dodatkowych środków dla Prezesa URE na realizację nowych zadań. Brak środków finansowych do realizacji znacznie powiększonych kompetencji organu regulacyjnego stworzy realne zagrożenie zaistnienia braku możliwości do realizacji zadań organu w racjonalnych, dopuszczalnych	Uwaga uwzględniona.
87.	Uwaga ogólna	Urząd Regulacji Energetyki	W związku ze zmianą rozporządzeń Komisji (UE) 2015/1222 oraz 2017/2195 należy tę zmianę uwzględnić w publikacjach wymienionych aktów	Uwaga uwzględniona
88.	Uwaga ogólna	Urząd Regulacji Energetyki	Wobec postulowanego w Strategii Wodorowej liberalnego podejścia do kwestii prowadzenia działalności gospodarczej z użyciem wodoru - zwracam uwagę na konieczność uregulowania w ustawie – Prawo energetyczne kwestii ewentualnego zwolnienia z obowiązku koncesjonowania takiej działalności. Należy zwrócić uwagę, że w obecnym stanie prawnym, prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania wodoru (który nie będzie dostarczany siecią), a także magazynowania, przesyłania lub dystrybucji oraz obrotu wodorem, zakwalifikowanym jako paliwo gazowe w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne (czyli dostarczany za pomocą sieci gazowej) - będzie wymagało uzyskania koncesji i w konsekwencji wypełniania przez przedsiębiorcę szeregu obowiązków, które są związane z faktem posiadania koncesji.	Uwaga nieuwzględniona. Ze względu na dotychczasowe prace nad ostatecznym kształtem Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 na obecnym etapie jest za wcześnie na podjęcie rozstrzygnięć legislacyjnym w tym zakresie.
89.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepisy dotyczące magazynowania energii powinny zostać skorygowane i uzupełnione. Przede wszystkim zasadne jest uporządkowanie terminologii dotyczącej magazynów energii, magazynów energii elektrycznej, magazynowania energii i magazynowania energii elektrycznej, oraz określenie pomiędzy nimi jednoznacznych relacji wykluczających niejednoznaczność. Projekt wprowadza nowe definicje magazynowania energii i magazynu energii, i zmienia definicję magazynowania energii elektrycznej, co ma wpływ na stosowanie przepisów wprowadzonych ustawą z 20 maja 2021 r., dotyczących wyłącznie magazynowania energii elektrycznej. Projekt nie wprowadza przy tym przepisów merytorycznych dotyczących stosowania magazynowania energii i magazynu energii, poza implementacją przepisów art. 36 i 54 dyrektyw 2019/944. W szczególności uzasadnione byłoby wprowadzenie przepisów dotyczących magazynów energii w zakresie: • przyłączenia do sieci, • konieczności posiadania koncesji, • rejestracji instalacji magazynowania energii,	Uwaga uwzględniona Projektodawca dokonał rozróżnienia na magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) oraz magazynowanie energii (magazyn energii) ze względu na konieczność posłużenia się tą drugą definicją w przepisie wdrażającym dyrektywę 2019/944 (art. 43g). Zgodnie więc z nową definicją <i>magazynowania</i>

			rozliczeń działalności w zakresie magazynowania energii (nie będących magazynowaniem energii elektrycznej). Niezależnie od przepisów dotyczących współpracy magazynu energii z systemem elektroenergetycznym celowe jest wprowadzenie przepisów dotyczących magazynowania i wykorzystywania nośników, o których mowa w definicji magazynowania energii.	<i>energii, magazynowanie energii oznacza magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.</i> Definicja magazynowania energii (magazynu energii) została więc rozszerzona i obejmuje zarówno magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) rozumiane jako odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie

				ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną, <u>jak również przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.</u> Wprowadzenie zaś definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot. m.in. opłat sieciowych, przyłączania do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocowej, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są stricte powiązane z koniecznością

				przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika. Definicję magazynowania energii i magazynu energii wprowadzono tylko i wyłącznie na potrzebę implementacji dyrektywy 2019/944, do której odnoszą się przepisy o ograniczeniach operatorów systemów elektroenergetycznych w posiadaniu takich instalacji. Definicja ta jest bardzo szeroka i w pełni odzwierciedla definicję magazynowania energii oraz instalacji magazynowania energii, o których mowa w dyrektywie 2019/944. W trakcie procedowania jest analiza na stworzenie ram prawnych dla

				magazynowania energii szeroko pojętego
90.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Magazynowanie energii Mając na uwadze zasady określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (unbundling), wnioskujemy o wyjaśnienie, w jaki sposób operatorzy będą mogli prowadzić działalność w zakresie zarządzania wykorzystaniem zdolności magazynowych oferowanych przez podmioty trzecie w świetle przywołanych ograniczeń. Ponadto, szczególnie w przypadku rozważanych przekształceń własnościowych w grupach energetycznych obejmujących operatorów sieci dystrybucyjnej należy zapewnić, by procesy związane z dostarczeniem zasobów magazynowych miały charakter transparenty i wolnorynkowy.	Uwaga nieuwzględniona Zakłada się że system prawa UE jest kompleksowy i skoro prawodawca unijny przewidział wyjątek w zakresie unbundlingu dla magazynów energii albo taka możliwość należy założyć, że uczynił to świadomie a Polska jest zobowiązana do implementacji takich rozwiązań.
91.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Magazynowanie energii – systemy wsparcia Mając na uwadze kierunek projektowanych zmian dotyczących systemu opartego na net-meteringu oraz deklaracje związane z upowszechnianiem wykorzystania magazynów energii, konieczne jest stworzenie podstaw biznesowych dla rozwoju tych instalacji. Powyższe powinno dotyczyć zarówno instalacji służących do magazynowania energii stanowiących element towarzyszący mikroinstalacji, jak również w ramach innych obszarów systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie ewentualne mechanizmy wspierające budowę zdolności magazynowych powinny zapewniać transparentny i konkurencyjny dostęp dla szerokiego grona podmiotów.	Uwaga uwzględniona Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy.
92.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie na rzecz efektywności	Mając na uwadze zasady określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (unbundling), prosimy o wyjaśnienie, w jaki sposób operatorzy będą mogli prowadzić działalność w zakresie zarządzania wykorzystaniem zdolności magazynowych oferowanych przez podmioty trzecie w świetle przywołanych ograniczeń. Ponadto, szczególnie w przypadku rozważanych przekształceń własnościowych w grupach energetycznych obejmujących operatorów sieci dystrybucyjnej należy zapewnić, by procesy związane z dostarczeniem zasobów magazynowych miały charakter transparenty i wolnorynkowy.	Uwaga uwzględniona Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy.
93.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie na rzecz efektywności	Mając na uwadze kierunek projektowanych zmian dotyczących systemu opartego na net-meteringu oraz deklaracje związane z upowszechnianiem wykorzystania magazynów energii, konieczne jest stworzenie podstaw	Uwaga uwzględniona

			biznesowych dla rozwoju tych instalacji. Powyższe powinno dotyczyć zarówno instalacji służących do magazynowania energii stanowiących element towarzyszący mikroinstalacji, jak również w ramach innych obszarów systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie ewentualne mechanizmy wspierające budowę zdolności magazynowych powinny zapewniać transparentny i konkurencyjny dostęp dla szerokiego grona podmiotów.	Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy.
94.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Projekt wprowadza definicję pojęcia „usługi systemowe” (dodawany pkt 23e w art. 2), które to pojęcie tak jak w dyrektywie 2019/944 obejmuje usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikonowania, o którym mowa w art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195 (zob. uwaga szczegółowa nr 7. W kontekście powyższej definicji, usługi systemowe i usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi to odrębne kategorie prawne. W zakresie odpowiedzialności operatorów systemów elektroenergetycznych (OSP i OSD) powinien więc być również wskazany zakup usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi.	Uwaga nieuwzględniona. Przepisy dyrektywy wprost wykluczają usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi z definicji usług pomocniczych (systemowych).
95.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Projektowane regulacje ustawy w zakresie wdrożenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności, ustanowionych w dyrektywie 2019/944, nie wspierają efektywnego kosztowo i bezpiecznego technicznie zarządzania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego. Nie uwzględniają one bowiem współdzielenia zasobów systemu elektroenergetycznego dla świadczenia różnego rodzaju usług, w tym usług bilansujących (OSP) oraz usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi (OSP i OSD), a także nie uwzględniają odpowiedzialności OSP za koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV (sieci pełniącej funkcje przesyłowe). Ponadto projektowane regulacje pomijają kluczowy aspekt jakim są zasady koordynacji nabywania i korzystania z usług świadczonych przez zasoby przyłączone do sieci OSD. Uregulowanie tego obszaru wraz ze standaryzacją produktów dostarczanych w ramach poszczególnych usług jest kluczowe dla skutecznego korzystania przez OSP i OSD z tych samych zasobów, co pozwoli na poszerzenie puli zasobów dostępnych dla wypełniania kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, a jednocześnie pozwoli na ograniczanie kosztów wypełniania tych kryteriów. Dzięki temu wzmocnione zostaną bodźce dla rozwoju konkurencyjnego rynku	Uwaga o charakterze ogólnym.

		usług dostarczanych przez podmioty przyłączone do sieci OSD, co przyczyni się to do poprawy efektywności rozwoju sieci oraz funkcjonowania systemu. W ocenie PSE ustawodawca unijny celowo nie zdefiniował pojęcia usług elastyczności, aby umożliwić wdrażanie dyrektywy z uwzględnieniem postępującego rozwoju mechanizmów rynkowych oraz specyfiki krajowej. Ze względu na szerokie potoczne rozumienie „usług elastyczności” jako każdej zamierzonej zmiany punktu pracy zasobu przyłączonego do sieci w odpowiedzi na zewnętrzny bodziec, zmiana punktów pracy przez elastyczne zasoby jest już obecnie ściśle zdefiniowana w obowiązującym reżimie prawnym – dotyczy to ich wykorzystania w związku ze świadczeniem usług bilansujących, usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Z tego względu, jak również z uwagi na fakt, iż źródła elastyczności mogą brać udział w bilansowaniu KSE i zarządzaniu ograniczeniami w sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV według zasad określonych w warunkach dotyczących bilansowania (WDB), zaś wykorzystanie elastyczności źródeł na potrzeby świadczenia usług nie dotyczących częstotliwości, regulowane jest odrębnymi przepisami Dyrektywy 2019/944, to przez wdrożenie usług elastyczności do prawa krajowego należy rozumieć przyznanie OSD prawa do zakupu usług na potrzeby zarządzania ograniczeniami w sieciach dystrybucyjnych i uzyskania środków na pokrycie związanych z tym kosztów, co uzupełni o brakujący element obecnie funkcjonujący katalog usług świadczonych na krajowym rynku energii elektrycznej. Uwzględniając powyższe oraz fakt, iż za bilansowanie KSE oraz za zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci przesyłowej oraz w koordynowanej sieci 110 kV jest odpowiedzialny OSP, podział odpowiedzialności za zakup produktów dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz usług systemowych nie dotyczących częstotliwości ze źródeł elastyczności przyłączonych do różnych poziomów napięć powinien kształtować się następująco: ☐ sieć przesyłowa – OSP, ☐ koordynowana sieć 110 kV – OSP/OSD (w zależności od roli jaką pełnią w odniesieniu do koordynowanej sieci 110kV), ☐ sieć promieniowa 110 kV – OSD, ☐ sieć dystrybucyjna poniżej 110 kV – OSD; Zaproponowany w regulacjach ustawy sposób wdrożenia usług elastyczności, polegający na określeniu produktów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD), spowoduje szkodliwą fragmentację rynku ograniczającą płynność rynku, i w efekcie będzie stanowił barierę jego rozwoju. Specyfikacje dotyczące usług oraz znormalizowanych produktów rynkowych w	

		ramach poszczególnych usług powinny być jednolite co najmniej w skali KSE, zarówno w zakresie technicznym, jak i ekonomicznym (art. 32 ust. 2 Dyrektywy 2019/944). W dłuższej perspektywie optymalnym rozwiązaniem będzie ujednolicenie tych specyfikacji w ramach platform europejskich obrotu usługami. Produkty standardowe powinny być zdefiniowane w taki sposób, aby miały możliwie szerokie wykorzystanie, zarówno przez OSP, jak i OSD. Specyfikacje usług, dedykowane do rozwiązywania indywidualnych, unikatowych problemów operatorów (spoza ustalonego katalogu usług standardowych) powinny być dopuszczone w drodze wyjątku. Ponadto zgodnie z art. 31 ust. 9 Dyrektywy 2019/944 świadczenie usług bilansujących pochodzących z zasobów zlokalizowanych w systemie dystrybucyjnym musi być uzgodnione z odpowiednim operatorem systemu przesyłowego, zgodnie z art. 57 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 182 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 (prekwalifikacja możliwości wykorzystania produktu). Przyjęty w projekcie ustawy podział ról przy określaniu specyfikacji produktów standardowych a następnie ich zakupu i wykorzystania nie zapewni osiągnięcia powyższych celów Dyrektywy 2019/944. PSE proponują, aby zasady współpracy operatorów były określone na poziomie ustawy - Prawo energetyczne, a szczegóły dotyczące katalogu usług, ich specyfikacji oraz koordynacji działań OSP i OSD w rozporządzeniu. Niewłaściwe jest także zawarte w projekcie regulacji ograniczenie możliwości nabywania przez OSP usług niedotyczących częstotliwości wyłącznie do podmiotów przyłączonych do sieci przesyłowej, gdyż uszczupli to podaż usług istotnych dla bezpieczeństwa funkcjonowania KSE: • usługi w zakresie odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego, nazwanej w projekcie UC74 usługą z zakresu zdolności do uruchomienia bez zasilania systemu • usługi udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych, nazwanej w projekcie UC74 usługą regulacji napięcia w stanach ustalonych. Już obecnie OSP kupuje te usługi od podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i stanowią one istotny składnik portfela usług wspierających bezpieczną pracę KSE. OSP uznaje za celowe i pilne wdrożenie do prawa krajowego możliwości nabywania i wykorzystywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych usług w zakresie zarządzania ograniczeniami w sieci dystrybucyjnej oraz usług nie dotyczących częstotliwości. Zgłoszone powyżej uwagi wskazują na istotne aspekty tego wdrożenia, mające podstawowy wpływ na efektywność i skuteczność wykorzystywania usług przez OSP i OSD dla zapewnienia	

			bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, jako integralnych składowych KSE, oraz KSE jako części europejskiego systemu elektroenergetycznego.	
96.	Uwaga ogólna	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Koncepcja wprowadzenia "piaskownic regulacyjnych" (art. 24b) jest pożądanym rozwiązaniem, oczekiwanym przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Mechanizm umożliwi sprawdzanie w praktyce innowacyjnych rozwiązań, przy ograniczeniu różnych ryzyku. Celowe jest, aby przepisy w tym zakresie zostały uzupełnione o uprawnienia nadane Państwu Członkowskiemu określone w art. 5 i art. 12 Rozporządzenia 2019/943, dotyczące odpowiednio zwalniania demonstracyjnych projektów z odpowiedzialności za niebilansowanie oraz dawania im prawa do dysponowania priorytetowego (priority dispatch).	Uwaga nieuwzględniona. Zakres odstępstw przewidziany w rozporządzeniu powinien wprost wynikać z przepisów ustawy. Po dokładnej analizie tematu katalog odstępstw powinien być możliwie wąski, precyzyjny i uwzględniać wyłącznie te kwestie, które rzeczywiście stanowią barierę wejścia na rynek innowacjom.
97.	Uwaga ogólna	Izba Gospodarcza Gazownictwa – System Gazociągów Tranzytowych Europol Gaz S.A.	Art. 1 pkt 2 lit r projektowanej ustawy zmienia definicję uczestnika rynku (obecny art. 3 pkt 54 ustawy-Prawo energetyczne). W projekcie nowelizacji proponuje się zmianę definicji uczestnika rynku - zgodną z rozporządzeniem 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej - które stanowi, że uczestnik rynku oznacza osobę fizyczną lub prawną, która kupuje, sprzedaje lub wytwarza energię elektryczną, zajmuje się agregacją lub jest operatorem odpowiedzi odbioru lub usług magazynowania energii, co obejmuje składanie zleceń transakcji na jednym lub większej liczbie rynków energii elektrycznej, w tym na rynkach bilansujących energii. Obecnie ustawa-Prawo energetyczne definiując uczestnika rynku odwołuje się do rozporządzenia REMIT, gdzie mianem uczestnika rynku określono każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii (rynku energii elektrycznej lub rynku gazu ziemnego). Powyższa zmiana jest o tyle istotna, że Spółka posiada status uczestnika rynku w rozumieniu rozporządzenia REMIT, które dotyczy zarówno sektora elektroenergetycznego, jak i gazowego. Posiadając tego rodzaju status, Spółka wypełnia też wymagane z REMIT obowiązki sprawozdawcze. Nowa propozycja	Uwaga uwzględniona

			mogłaby oznaczać, że Spółka nie mieściłaby się w zakresie podmiotowym omawianego przepisu.	
98.	Uwaga ogólna	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Brak definicji inwestycji priorytetowych ujętych w: art. 16 ust. 1 pkt 7, art. 16 ust. 7 pkt 5-8, art. 16 ust. 18a-18c, art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, art. 23 ust. 2 pkt 3a, art. 45 ust. 1 pkt 2b, art. 46 ust. 2 pkt 4a. opiniujemy negatywnie. Dodanie w art. 16 ust. 1 pkt 7 pojęcia pn. „Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych” bez szczegółowego rozwinięcia definicji inwestycji priorytetowej w kontekście nadania szeregu dodatkowych uprawnień Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w tym zakresie, budzi wątpliwość interpretacyjną jakie kryteria brzegowe winny spełniać inwestycje priorytetowe. Nałożenie na operatorów nowych obowiązków w szczególności w zakresie art. 16 ust. 18a-18c bez precyzyjnej definicji inwestycji priorytetowej, biorąc pod uwagę skalę działalności przedsiębiorstwa może skutkować generowaniem obecnie niewymaganych przy sprawozdaniu z wykonania planu rozwoju bardzo dużej ilości dodatkowych dokumentów, którą trudno przewidzieć. Rekomendujemy przeprowadzenie konsultacji/warsztatów z udziałem operatorów sieci oraz Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie opracowania szczegółowej definicji inwestycji priorytetowej.	Uwaga nieuwzględniona Nie wprowadza się obowiązku w przedmiotowym zakresie. Realizacja wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych jest fakultatywna i wynagradzana.
99.	Uwaga ogólna	PGNiG	Brak definicji inwestycji priorytetowych Propozycja legislacyjna nie definiuje pojęcia „inwestycji priorytetowych”, do których odnoszą się art. 16 ust. 1 pkt 7, art. 16 ust. 7 pkt 5-8, art. 16 ust. 18a-18c, art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, art. 23 ust. 2 pkt 3a, art. 45 ust. 1 pkt 2b oraz art. 46 ust. 2 pkt 4a Prawa Energetycznego. Dodanie w art. 16 ust. 1 pkt 7 pojęcia pn. „Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych” bez szczegółowego rozwinięcia definicji inwestycji priorytetowej w kontekście nadania szeregu dodatkowych uprawnień Prezesowi URE w tym zakresie, budzi wątpliwość interpretacyjną jakie kryteria brzegowe winny spełniać inwestycje priorytetowe. Nałożenie na operatorów nowych obowiązków w szczególności w zakresie art. 16 ust. 18a-18c Prawa Energetycznego bez precyzyjnej definicji inwestycji priorytetowej, biorąc pod uwagę skalę działalności przedsiębiorstwa może skutkować generowaniem obecnie niewymaganych przy sprawozdaniu z wykonania planu rozwoju bardzo dużej ilości dodatkowych dokumentów, którą trudno przewidzieć. Mając powyższe na uwadze, proponujemy przeprowadzenie konsultacji/warsztatów z udziałem operatorów sieci oraz Prezesem Urzędu	Uwaga nieuwzględniona Nie wprowadza się obowiązku w przedmiotowym zakresie. Realizacja wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych jest fakultatywna i wynagradzana.

			Regulacji Energetyki w zakresie opracowania szczegółowej definicji inwestycji priorytetowej.	
100.	Propozycja dodania w art.3 ustawy – Prawo energetyczne definicji “projektów priorytetowych”	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się rozważenie dodania definicji „projektów priorytetowych”. Ze względu na dużą liczbę projektów inwestycyjnych realizowanych przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych oraz konsekwencje wynikające z nadania inwestycji takiego statusu – należy zdefiniować pojęcie „projektów priorytetowych”. Proponuje się również, żeby zakres projektów priorytetowych obejmował projekty istotne z punktu widzenia regulacji przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe pozwoli na identyfikację przez Prezesa URE warunków, jakie ma wziąć pod uwagę, opracowując wytyczne co do kierunków rozwoju sieci. Warunki takie mogą też zostać określone w przepisie materialnym (“Prezes URE, opracowując wytyczne co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, kieruje się/bierze pod uwagę ...”).	Uwaga nieuwzględniona Brak konkretnej propozycji przepisu.
101.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie na rzecz efektywności	Analizując zapisy projektu, prosimy o jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy jednostka wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektowanej konstrukcji ustawowej może przynależeć do podmiotu innego, niż występujący o pozwolenie na budowę i jednocześnie będący właścicielem obiektów, które mają być zaopatrywane dostarczaną w ten sposób energią?. Dodatkowo postulujemy, by przewidziane w Projekcie rozwiązania uwzględniały w tym zakresie zarówno właścicieli nieruchomości, jak i ich użytkowników wieczystych bądź zarządców.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
102.	Uwaga ogólna	PTPiREE	W art. 1 projektu ustawy (UC74) wprowadza się zmianę, dodając w art. 5 ust. 3a „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.” Z kolei przy umowie z ceną dynamiczną jest mowa wyłącznie o umowie sprzedaży. Czy intencją projektodawcy jest, ażeby dla gospodarstw domowych nie była przewidziana możliwość zawierania umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, która jest w projekcie określana umową sprzedaży?	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa uwaga jest poza zakresem niniejszego projektu.
103.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	Zgodnie z art. 38a ust. 5 Prawa energetycznego „Gwarantem lub poręczycielem zabezpieczenia majątkowego może być osoba wpisana do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne (Dz. U. z 2016 r. poz. 1880 i 1948).” Przepis ten wszedł w życie z dniem 22 lipca 2014 roku i od tego czasu nie podlegał zmianom (zaktualizowano jedynie adres publikacyjny Dziennika Ustaw właściwego dla Prawa celnego). W czasie uchwalenia tego przepisu obowiązywał Wspólnoty Kodeks Celny. Zgodnie z art. 195 Wspólnotowego	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa uwaga jest poza zakresem niniejszego projektu.

			Kodeksu Celnego organy celne miały prawo nie zaakceptować zaproponowanego gwaranta lub zaproponowanej formy zabezpieczenia, jeżeli uważały, że nie gwarantuje to w sposób pewny uiszczenia długu celnego w terminie¹. W związku z takim brzmieniem Wspólnotowego Kodeksu Celnego zgodnie z art. 52 gwarancje celne zgodnie z Prawem Celnym mogły pochodzić wyłącznie od podmiotu wpisanego do wykazu gwarantów uprawnionych do udzielania gwarancji składanych jako zabezpieczenie pokrycia kwot wynikających z długów celnych. Tym samym na datę uchwalenia art. 38a Prawa energetycznego przepisy Prawa energetycznego i Prawa celnego były ze sobą właściwie powiązane i stanowiły logiczną i spójną całość. Sytuacja zmieniła się wraz ze zmianami przepisów prawa celnego: Unijny Kodeks Celny wszedł w życie 1 maja 2016 i zastąpił Wspólnotowy Kodeks Celny; Art. 52 został zmieniony za skutkiem na dzień 20 sierpnia 2016 roku. Po tych zmianach zmieniła się funkcja wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 Prawa celnego. (i) Zgodnie z art. 94 ust. 1 Unijnego Kodeksu Celnego „Gwarantem, o którym mowa w art. 92 ust. 1 lit. b), jest osoba trzecia mająca siedzibę na obszarze celnym Unii. Gwarant jest zatwierdzany przez organy celne wymagające zabezpieczenia, chyba że gwarantem jest instytucja kredytowa, finansowa lub ubezpieczeniowa akredytowana w Unii zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi.” Tym samym znacznie został ograniczony zakres uprawnienia do zatwierdzania gwarantów przez lokalne organy celne - organy celne utraciły prawo odmowy uznania m.in. instytucji kredytowej, niezależnie od tego czy działa poprzez oddział czy w drodze działalności transgranicznej; (ii) W ślad za art. 94 Unijnego Kodeksu Celnego od 20 sierpnia 2016 roku art. 52 ust. 1 został zmieniony poprzez dodanie zastrzeżenia, że wykaz obejmuje wyłącznie gwarantów „zatwierdzonych przez organy celne”. „Gwarantem zatwierdzonym przez organy celne, o którym mowa w art. 94 ust. 1 unijnego kodeksu celnego, jest osoba wpisana do wykazu gwarantów uprawnionych do udzielania gwarancji składanych jako zabezpieczenie pokrycia kwot wynikających z długów celnych, zwanego dalej "wykazem". (iii) Zmieniła się praktyka dotycząca prowadzenia tego wykazu gwarantów celnych. Poniżej dostępna na stronie internetowej prowadzonej przez Ministerstwo Finansów interpretacja Ministerstwa Finansów (stanowisko KAS - Departamentu Ceł):	

			Natomiast art. 94 ust. 1 UKC [tn]i wyróżnia gwarantów zatwierdzanych przez organy celne oraz niewymagających zatwierdzenia przez te organy. W myśl przepisów art. 94 ust. 1 UKC do tej ostatnio wskazanej grupy gwarantów należą instytucje: kredytowe; finansowe; ubezpieczeniowe akredytowane w Unii zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi. Aby określić katalog podmiotów spełniających kryteria uznania ich za instytucje, o których mowa w art. 94 ust. 1 UKC należy sięgnąć do przepisów dwóch dyrektyw, tj.: dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniającej dyrektywę 2002/87/WE i uchylającej dyrektywę 2006/48/WE oraz 2006/49/WE2 ; dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/138/WE z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie podejmowania i prowadzenia działalności ubezpieczeniowej i reasekuracyjnej (Wyłącalność). Zatem, w tym kontekście, tj.: (i) niezmienionej treści art. 38a Prawa energetycznego, który nadal odwołuje się do wykazu gwarantów jako warunku dla akceptacji danego gwaranta oraz braku możliwości wpisywania się do wykazu gwarantów - od bez mała 5 lat - przez instytucje kredytowe rozpoczynające działalność w Polsce, gdyż są uprawnione z mocy prawa do wystawiania gwarancji celnych bez konieczności ubiegania się o wpis, organy właściwe w sprawach zabezpieczenia, o którym mowa w art. 38a Prawa energetycznego odmawiają uznania gwarantów będących oddziałami instytucji kredytowych, jeśli nie są wpisane do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 Prawa celnego. Taka praktyka organów prowadzi do dyskryminacji niektórych podmiotów uprawnionych do prowadzenia działalności bankowej na terytorium Polski względem innych, w oparciu de facto o kryterium daty rozpoczęcia tej działalności – większość instytucji kredytowych, które rozpoczęły działalność przed wprowadzeniem Unijnego Kodeksu Celnego są wpisane do rejestru. Zdaniem Związku Banków Polskich argumentacja organów, że przepis art. 38 Prawa Energetycznego jest jasny i nie wymaga w związku z tym wykładni nie może być uznana za prawidłową, gdyż narusza ona w nieuzasadniony sposób prawo do prowadzenia działalności bankowej przez niektóre podmioty.	

		W naszej ocenie, wobec wyżej opisanych niespójności, nie można opierać się wyłącznie na wykładni językowej, przede wszystkim należy uwzględnić również wykładnię systemową oraz celowościową. Podkreślić bowiem należy, że odstępienie od wykładni językowej jest uzasadnione, gdy prowadzi do nie dających się usunąć wątpliwości (uchwała Sądu Najwyższego z 25 kwietnia 2003 r., III CZP 8/03, OSNC 2004 nr 1, poz. 1). Dopuszcza się również odstępstwa od wyniku zastosowania wykładni językowej, gdy wynik ten prowadzi do rażąco niesprawiedliwych lub irracjonalnych konsekwencji (uchwała Sądu Najwyższego z 19 maja 2015 r., III CZP 114/14, OSNC 2015 nr 12, poz. 134; wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2008 r., II CSK 650/07, LEX nr 391825; wyrok Sądu Najwyższego z dnia 10 października 2003 r., I PK 409/02, OSNP 2004 nr 19, poz. 334). W uzasadnieniu należy również dodać, że z uwagi na zmianę natury instytucji wykazu gwarantów, do której odwołuje się art. 38a Prawa energetycznego, konieczne jest w ramach procesu dynamicznej wykładni prawa uwzględnienie tego faktu podczas ustalania treści normy prawnej zawartej w art. 38a prawa energetycznego. Prawidłowość proponowanego podejścia potwierdza również odwołanie się do celu normy prawnej, choć wobec braku uzasadnienia dla tego przepisu w projekcie ustawy go wprowadzającej jest to nieco utrudniony proces. Niemniej jednak należy domniemywać, że intencją było oparcie się na systemie certyfikacji gwarantów, stworzonym dla potrzeb prawa celnego, aby uzyskać większy komfort co do skuteczności zabezpieczenia, bez konieczności tworzenia odrębnego systemu certyfikacji przez organy właściwe w zakresie prawa energetycznego. Warto zwrócić uwagę, że w dacie uchwalenia zbiór podmiotów uprawnionych do wystawiania gwarancji celnych oraz zbiór podmiotów uprawnionych do wystawiania gwarancji w rozumieniu art. 38a Prawa energetycznego były identyczne. Przyjęcie proponowanej przez nas interpretacji pozwala przywrócić tę równowagę, usuwając jednocześnie dyskryminacyjną praktykę działania organów administracji publicznej. Odmienna interpretacja prowadziłaby do różnicowania pozycji prawnej podmiotów ze względu na czas ich powstania (rozpoczęcia działalności w Polsce), tym samym stanowiąc de facto naruszenie dwóch naczelných swobód na których oparty jest rynek wewnętrzny Unii Europejskiej: swobody przedsiębiorczości oraz swobody świadczenia usług. Polski bank bowiem utworzony po 2016 roku ma możliwość wpisania się do wykazu gwarantów, a instytucja kredytowa, która skutecznie przeszła proces notyfikacji zamiaru prowadzenia działalności bankowej, czy to w formie oddziału czy w formie działalności transgranicznej, zgodnie z postanowieniami Dyrektywy Parlamentu	

			Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE, tej możliwości jest pozbawiona. W przypadku stwierdzenia zaś, że przepis prawa lokalnego jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej, przepis ten powinien być pominięty w procesie stosowania prawa zgodnie z zasadą pierwszeństwa prawa wspólnotowego. W konsekwencji, właściwe rozumienie przepisu art. 38a Prawa energetycznego powinno być w naszej ocenie następujące: 1. Uprawniony do wystawienia gwarancji bankowej zgodnie z art. 38a Prawa energetycznego jest każdy podmiot uprawniony do wystawienia gwarancji celnej. 2. Podmiot uprawniony do wystawienia gwarancji celnej określają przepisy Prawa celnego.	
104.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	Mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach OZE Projekt wdraża mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z przedstawionym uzasadnieniem, celem projektowanych regulacji ma być dostosowanie krajowego ustawodawstwa do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: „rozporządzenie 2019/943”) poprzez nałożenie na wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii obowiązku podporządkowania się poleceniu ruchowemu operatorów systemu elektroenergetycznego w zakresie ograniczenia generacji. Powyższe ma zostać ograniczone do sytuacji, w których mechanizmy rynkowe nie są w tym zakresie wystarczające. Drugim zasadniczym elementem projektowanej konstrukcji jest obowiązek wypłaty wytwórcom rekompensat z tytułu przywołanych ograniczeń pracy instalacji, jednocześnie umożliwiając uwzględnienie takich rekompensat przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającego taryfy i tym samym gwarantując operatorom odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów. W ocenie Stowarzyszenia uregulowanie zasad przyznawania rekompensat co do zasady jest bardzo potrzebne, mając jednak na uwadze złożoność tego zagadnienia oraz potencjalne skutki dla wytwórców stoimy na stanowisku, że wypracowanie wszystkich szczegółowych rozwiązań w tym zakresie powinno zostać poprzedzone pogłębionym dialogiem przy udziale wszystkich interesariuszy.	Uwaga nieuwzględniona. Podział mechanizmu na materię ustawową i delegowaną ma służyć optymalnemu ustaleniu reguł postępowania, które uwzględniać będą kontekst lokalnych potrzeb systemu elektroenergetycznego. Wypracowany mechanizm redysponowania podlegał konsultacjom publicznym i uzgodnieniom międzyresortowym. W tym sensie, dążono do zapewnienia możliwie szerokiego udziału zainteresowanych podmiotów przedstawieniem swojej opinii w zakresie ww.

		Jednym z istotnych elementów przywołanego systemu, który powinien podlegać szerokim konsultacjom publicznym jest kwestia sposobu kalkulacji ewentualnych rekompensat. Krytycznie należy więc odnieść się do wyłączenia procesu kształtowania metodologii w tym zakresie z Projektu i ujęcia jej dopiero na etapie instrukcji opracowywanych dla sieci elektroenergetycznych. Rozwiązania tego typu powinny być procedowane w ramach Projektu, pozwalając na poddanie ich właściwym konsultacjom publicznym. Stoimy na stanowisku, że przedmiotowa konstrukcja ustawowa powinna zapewnić wytwórcom możliwość odwoływania się od decyzji w zakresie przyznawanych rekompensat, jak również dostępu do danych, stanowiących podstawę ich wyliczenia, o których mowa w projektowanym art. 9c ust. 7i ustawy – prawo energetyczne. Co więcej, zasadne jest, by wytwórcy mieli możliwość uzyskania dostępu do informacji, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. d) rozporządzenia 2019/943, tj. uzasadnienia konieczności zastosowania redysponowania nieopierającego się na zasadach rynkowych. Odnosząc się do projektowanego art. 9c ust. 7f ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym rekompensaty nie będą przysługiwały wytwórcom w określonych przypadkach wynikających z postanowień umów o przyłączenie, powyższe rozwiązanie należy ocenić, jako sposób na przenoszenie ryzyka ograniczenia generacji na podmioty przyłączane, w związku z niewystarczającym rozwojem sieci. Dodatkowo należy odnotować, że projektowany art. 9c ust. 7c tej ustawy, zgodnie z którym ograniczenia wytwarzania mają dotyczyć w pierwszej kolejności instalacji o najniższym koszcie związanych z tym rekompensat, będzie rodzić ryzyko ograniczania najnowocześniejszych jednostek, które otrzymały warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy. Powyższe należy ocenić negatywnie zarówno z punktu widzenia wpływu na funkcjonowanie sieci, jak również zasady równego traktowania obecnych na rynku podmiotów, które zawierały umowy o przyłączenie w różnych okresach i w oparciu o różne uwarunkowania. Stoimy na stanowisku, że Projekt w obecnym brzmieniu skutkować może stosowaniem ograniczeń jedynie do wybranych instalacji, których umowy o przyłączenie znoszą konieczność wypłacania rekompensat, co w praktyce uniemożliwi faktyczną i w pełni obiektywną realizację drugiego projektowanego kryterium, zgodnie z którym przedmiotowe ograniczenia i wybór danej instalacji mają być podyktowane efektywnością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. Dodatkowo warto podkreślić, iż priorytetyzacja ograniczania kosztów przyznawanych rekompensat przez operatorów ze względu na generowany wzrost ryzyka inwestycyjnego znajdzie odzwierciedlenie w kosztach energii wytwarzanej w takich instalacjach.	mechanizmu. Dodatkowo, należy podkreślić, że zagadnienia szczegółowe/techniczne, które zostaną doprecyzowane w instrukcjach operatorów podlegać będą na zasadach ogólnych konsultacjom publicznym oraz akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Procedura ta zapewnia wysoki standard ochrony praw innych uczestników rynku do wypowiedzenia się nt. ww. mechanizmu. Z kolei Prezes URE jest systemowym gwarantem równoważenia praw i obowiązków uczestników rynku energii elektrycznej.

			Zgodnie z powyższym, realizacja ograniczeń w oparciu o kryterium kosztowe może prowadzić do nadmiernego stosowania tego mechanizmu w stosunku do wybranych, pojedynczych instalacji. W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest, by ciężar ograniczania wytwarzania rozkładał się jak najbardziej równomiernie na jak największą liczbę instalacji, w tym również na źródła inne niż odnawialne. Powyższe można zrealizować poprzez wykreślenie przywołanego powyżej kryterium ekonomicznego, bądź poprzez zastosowanie możliwie jak najniższych limitów procentowych dla ograniczania rocznej oraz jednorazowej generacji w ramach danej instalacji. W celu przeciwdziałania uznaniowości całego procesu wydawania poleceń skutkujących ograniczeniem pracy instalacji wytwórczych, należy w sposób jak najbardziej transparentny określić sposób realizacji wymogów określonych w projektowanym art. 9c ust. 7d ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którymi ograniczenie ma dotyczyć jednostek, w odniesieniu do których wykonanie polecenia w największym stopniu przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Powyższy proces powinien być możliwie przejrzysty, a uzasadnienie wyboru danej instalacji być udostępniane zainteresowanym stronom, w tym przede wszystkim wytwórcom, których instalacji dotyczy ograniczenie. Jednym z elementów kształtowania rekompensat zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 będą przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania. Podkreślić należy jednak, że powyższy mechanizm w wielu przypadkach nie pozwoli na adekwatne odzwierciedlenie faktycznie utraconych przychodów, w świetle umów zawartych przez wytwórców w oparciu o ceny godzinowe na rynku dnia następnego lub w oparciu o indeks TGE Base, co jest szczególnie częste w przypadku instalacji fotowoltaicznych. W ślad za powyższym postulujemy, by mechanizm przyznawania rekompensat opierał się na weryfikacji faktycznie stosowanych przez danego wytwórcę mechanizmów rozliczeniowych. Dodatkowo warto odnotować, że Projekt zdaje się nie uwzględniać rekompensat z tytułu kosztów związanych ze zobowiązaniami wynikającymi z rynku bilansującego, które nie będą mogły zostać zrealizowane wskutek przedmiotowych ograniczeń. Mając na uwadze powyższe oraz obserwowane ograniczenia w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, w ocenie Stowarzyszenia zasadne pozostaje wprowadzenie bardziej transparentnych i konkurencyjnych mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych. Dodatkowo postulujemy zwiększenie przejrzystości analiz dostępnych zdolności sieciowych	

			na potrzeby przyłączenia lub odmowy przyłączenia dla poszczególnych projektów inwestycyjnych. Co więcej, należy włączyć w zakres raportowania i planowania rozwoju sieci na poziomie operatorów sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych analizę lokalizacji i przyczyn odmów wydania warunków przyłączenia nowych źródeł do sieci oraz obowiązek podania do wiadomości publicznej działań podjętych na rzecz efektywnego ekonomicznie i technicznie wyeliminowania tych przyczyn.	
105.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie na rzecz efektywności	Projekt wdraża mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z uzasadnieniem, celem projektowanych regulacji ma być dostosowanie krajowego ustawodawstwa do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej poprzez nałożenie na wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii obowiązku podporządkowania się poleceniu ruchowemu operatorów systemu elektroenergetycznego w zakresie ograniczenia generacji. Powyższe ma zostać ograniczone do sytuacji, w których mechanizmy rynkowe nie są w tym zakresie wystarczające. Drugim zasadniczym elementem projektowanej konstrukcji jest obowiązek wypłaty wytwórcom rekompensat z tytułu przywołanych ograniczeń pracy instalacji, jednocześnie umożliwiając uwzględnienie takich rekompensat przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającego taryfy i tym samym gwarantując operatorom odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów. Uregulowanie zasad przyznawania rekompensat co do zasady jest bardzo potrzebne, jednak mając na uwadze złożoność tego zagadnienia zarówno dla wytwórców jak i operatorów, należałoby rozpocząć proces konsultacji z udziałem obu stron, również w zakresie kalkulacji rekompensat, jak i ewentualnego odwoływania się od decyzji w zakresie przyznawanych rekompensat, czy możliwości uzyskania dostępu do informacji dot. uzasadnienia konieczności zastosowania redysponowania nieopierającego się na zasadach rynkowych. Mając na uwadze obserwowane ograniczenia w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, w naszej opinii celowym jest wprowadzenie bardziej transparentnych i konkurencyjnych mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych.	Uwaga nieuwzględniona. Podział mechanizmu na materię ustawową i delegowaną ma służyć optymalnemu ustaleniu reguł postępowania, które uwzględniać będą kontekst lokalnych potrzeb systemu elektroenergetycznego. Wypracowany mechanizm redysponowania podlegał konsultacjom publicznym i uzgodnieniom międzyresortowym. W tym sensie, dążono do zapewnienia możliwie szerokiego udziału zainteresowanych podmiotów przedstawieniem swojej opinii w zakresie ww. mechanizmu. Dodatkowo, należy podkreślić, że zagadnienia szczegółowe/techniczne, które zostaną doprecyzowane w instrukcjach operatorów

				podlegać będą na zasadach ogólnych konsultacjom publicznym oraz akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Procedura ta zapewnia wysoki standard ochrony praw innych uczestników rynku do wypowiedzenia się nt. ww. mechanizmu. Z kolei Prezes URE jest systemowym gwarantem równoważenia praw i obowiązków uczestników rynku energii elektrycznej. Zagadnienie dot. mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych nie stanowi materii regulowanej projektem UC74.
106.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Rozporządzenie (UE) 2019/943 zawiera w art. 13 ust. 6 regulacje pozwalające na redysponowanie mocy jednostek kogeneracyjnych, w tym obniżenia ich mocy na zasadach nie rynkowych. Analogicznie do proponowanych regulacji dotyczących jednostek OZE w uPE powinny być wprowadzone zapisy zapewniające narzędzia dla realizacji Rozporządzenia. W zapisach powinny być uwzględnione zarówno kwestie rekompensat, w tym związanych z koniecznością wykorzystywania zastępczych źródeł ciepła, jak też powinno być wyraźne wskazanie, że brak technicznych możliwości zastępczych dostaw ciepła jest wystarczającą przyczyną odstąpienia od nierynkowego redysponowania jednostek kogeneracyjnych. W związku ze skomplikowanymi układami technologicznymi źródeł ciepła podstawą dla redysponowania jednostek kogeneracyjnych nie będących JWCD powinny być powszechnie zawierane umowy na usługę GWS.	Uwaga nieuwzględniona. Zagadnienie jest już uregulowane w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Art. 13 ust. 2). Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny,

				nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE. Redysponowanie jednostkami kogeneracyjnymi będzie się odbywało na podstawie umów na usługę GWS. Potwierdzeniem takiego stanu jest podanie na liście środków zaradczych m.in. „zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS”.
107.	Uwaga ogólna	Przemysław Artur Kujawa	Podzielam zdanie Stowarzyszenia Branży Fotowoltaicznej o wprowadzenie okresu przejściowego i likwidację systemu opustów dopiero od daty wskazanej w dyrektywie UE, tj. od 31 grudnia 2023 r. Dynamiczny wzrost instalacji prosumenckich w Polsce jest doskonałą okazją dla znacznego zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym. Mamy możliwość przedłużenia tego wzrostu o 2 lata, więc powinniśmy to wykorzystać. Wydłużenie okresu zmiany systemu będzie również korzystne dla rynku pracy – firmy i pracownicy będą mieli czas na przebranżowienie się, jednocześnie zabezpieczając się finansowo w najbliższym okresie podczas pracy na najwyższych obrotach. W związku z powyższym można sobie wyobrazić wiele więcej pozytywnych zjawisk tj. ograniczenie niskiej emisji, polepszenie sytuacji finansowej prosumentów w trudnym czasie pandemii, dalsze napędzanie gospodarki w czasie kryzysu gospodarczego czy możliwość deklaracji powolnego wygaszania elektrowni Turów, dzięki energii elektrycznej pozyskanej do sieci od prosumentów, jednocześnie zażegnując kryzys polityczny w tej sprawie.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
108.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Konieczna jest zmiana definicji mocy zainstalowanej odnawialnego źródła energii. Moc zainstalowana odnawialnego źródła energii powinna być definiowana jako maksymalna moc urządzenia służącego do wyprowadzania mocy do sieci elektroenergetycznej. Konieczne jest odejście od definiowania mocy zainstalowanej odnawialnego źródła energii jako mocy generatora. Uzasadnienie dla zmiany definicji mocy zainstalowanej: • Zwiększenie efektywności wykorzystania pasma mocy przyłączeniowej dla danej instalacji OZE,	Uwaga nieuwzględniona Wykracza poza zakres projektu.

			• Stabilizację konturu mocy oddawanej przez instalacje do sieci OSD z możliwością uzyskania konturu równomiernego w czasie, • Standaryzację i stabilizację parametrów przyłączeniowych instalacji OZE i zdecydowane obniżenie oddziaływań składowych harmonicznych na sieć i otoczenie. • Złagodzenie problemów wydolności przyłączania do sieci OSD źródeł OZE	
109.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Zachowanie zgodności z celem Pakietu Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków oraz pilna potrzeba transpozycji Dyrektywy 2018/2001 Pakiet Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków ma na celu utworzenie zdecentralizowanego i zdigitalizowanego systemu energetycznego. Konsumenci stawiani są w centrum regulacji oraz otrzymają szereg możliwości zwiększających ich świadomość i aktywność na rynku, a jednocześnie ustanawiane są solidne ramy jego ochrony. Mając na uwadze, że przedstawiony do konsultacji Projekt nowelizacji transponuje do prawa krajowego Dyrektywę 2019/944, konieczne jest zachowanie spójności wdrażanych regulacji z celem Dyrektywy 2019/944, Dyrektywy Pakietem Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków. W opinii Fundacji proponowane zmiany muszą być wprowadzane w sposób strategiczny przy zachowaniu odpowiednio długich okresów przejściowych, które umożliwią dostosowanie się do nich wszystkich uczestników rynku energii w Polsce oraz utrzymanie, a docelowo zwiększenie zaangażowania prosumentów i odbiorców aktywnych. Jednocześnie należy jak najszybciej dokonać transpozycji Dyrektywy 2018/2001, w szczególności w zakresie regulującym grupowe formy prosumeryzmu, prosumeryzmu wirtualnego oraz regulacji mających na celu włączenie grup społecznych o najniższych dochodach i zagrożonych ubóstwem energetycznym.	Uwaga ogólna
110.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	W pierwszej kolejności Fundacja Frank Bold (dalej: „Składająca uwagi”) podnosi, że przedstawiony projekt zmiany ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii mający na celu implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej: Dyrektywa 2019/944) przedstawia terminy zmiany przepisów, które w przypadku wejścia w życie spowodują załamanie m.in. w branży fotowoltaicznej oraz powstrzymają dalszy rozwój energetyki prosumenckiej, a zatem wpłyną negatywnie na transformację energetyczną i obowiązujące cele środowiskowe i klimatyczne. Ustalenie w ustawie, której konsultacje społecznej rozpoczynają się dnia 2 czerwca 2021 r. terminu, do którego prosument musi rozpocząć wytwarzanie energii z instalacji	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone <i>ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o</i>

			na dzień najpóźniej 31 grudnia 2021 r. aby pozostać w aktualnie funkcjonującym systemie rozliczania, ma z jednej strony negatywny wpływ na racjonalne inwestycje i rozwój branży, z drugiej strony – mając na uwadze normalny czas trwania procesu legislacyjnego – ma bardzo niewielką szansę na realizację. Tym samym projektodawca zdaje się przerzucać na prosumentów i energetykę rozproszoną konsekwencje spóźnionej implementacji Dyrektywy 2019/944 oraz kreować niekorzystne trendy w gospodarce, poprzez tworzenie sytuacji niepewności w branży energetycznej. Składająca uwagi podnosi, że implementacja Dyrektywy powinna w szczególności służyć realizacji jej celów – w szczególności zaś, jak wskazano w motywie 2 Dyrektywy 2019/944, stworzenie budowanego nią rynku wewnętrznego energii elektrycznej ma zapewniać (...) możliwości wyboru wszystkim unijnym odbiorcom końcowym, bez względu na to, czy są nimi obywatele, czy przedsiębiorstwa, a także oferować nowe możliwości gospodarcze, zapewniać konkurencyjne ceny, skuteczne zachęty do inwestycji i wyższe standardy usług oraz przyczyniać się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Przedstawiony do konsultacji projekt – choć zawiera również potrzebne i korzystne rozwiązania – poprzez pominięcie w nim znaczenia czasu wejścia w życie poszczególnych regulacji oraz dostosowania ich do realiów gospodarczych, działa w kierunku przeciwnym niż cele dyrektywy i w konsekwencji może doprowadzić do skutecznego i radykalnego powstrzymania rozwoju energetyki rozproszonej, prosumenckiej i z odnawialnych źródeł energii.	<i>odnawialnych źródeł energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).</i>
111.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Dalej Składająca uwagi podnosi, że mimo że już 30 czerwca 2021 r. przypada termin implementacji regulacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „RED II”), której zapisy mają istotne znaczenie m.in. dla ram funkcjonowania prosumentów oraz dla społeczności energetycznych, projektodawca pomija w projekcie całkowicie wymogi RED II. Projektodawca, jak można wywnioskować ze zmiany w odnośniku do ustawy - Prawo energetyczne polegającej na wykreśleniu informacji o „częściowym” wdrożeniu regulacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, uznaje komentowany projekt za ukończenie implementacji dyrektywy 2009/28/WE, która to przestaje obowiązywać z dniem 30 czerwca 2021 r. Składająca uwagi wskazuje, że brak pochylenia się w komentowanym projekcie nad aktualnymi wymogami w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, mimo określania kluczowych dla nich ram, takich jak formy działania i kompetencje społeczności energetycznych czy uprawnienia	Uwaga częściowo uwzględniona Projekt ustawy wdraża społeczność działającą w zakresie energii odnawialnej, o której mowa w art. 22 dyrektywy RED II. W pozostałym zakresie wdrożenie dyrektywy RED II nastąpi w odrębnym projekcie legislacyjnym. Zostanie zapewniona spójność legislacyjna obu projektów.

			prosumentów prowadzi do chaosu legislacyjnego, który utrudni prawidłowy rozwój prosumeryzmu, realizację celów energetycznych oraz kształtowanie wspólnego rynku energii. Projekt zmiany ustawy implementujący Dyrektywę 2019/944 powinien być, w ocenie Składającej uwagi, opracowany przy uwzględnieniu regulacji RED II przynajmniej w zakresie relewantnych do wprowadzanych instytucji regulacji.	
112.	Uwaga ogólna	Energa S.A.	Regulacja zmieniająca zasady rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, w zakresie odejścia od ponoszenia przez sprzedawców kosztów zmiennych opłat dystrybucyjnych jest właściwym kierunkiem i pozwoli ograniczyć koszty sprzedawców, działających na rynku konkurencyjnym. Tym niemniej warto wskazać, że celowe byłoby określenie mechanizmu wyrównawczego, w zakresie ponoszonych kosztów usług zmiennych dystrybucyjnych (tzw. ubytek dystrybucyjny), dla grupy prosumentów, którzy do dnia 31 grudnia 2021 roku rozpoczną wytwarzanie energii i pozostaną w systemie „opustu”. Pozostawienie po stronie sprzedawców zobowiązanych obowiązku ponoszenia tego kosztu (w samej ENERGA OBRÓT, na dzień dzisiejszy ponad 100 tys. prosumentów) na kolejne kilkanaście lat, będzie miało negatywny wpływ na wynik finansowy spółek obrotu. Jednym z mechanizmów mogłyby być rekompensaty dla sprzedawcy zobowiązanego poprzez opłatę OZE i wniosków o wypłatę do Zarządcy Rozliczeń S.A.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
113.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Z uwagi na faktyczną likwidację netmeteringu dla nowych prosumentów, należy zmienić na analogiczne zapisy dla Spółdzielni. Ponadto model Spółdzielni należy dostosować do proponowanych zapisów o obywatelskich społeczności energetycznych.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
114.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Uwaga ogólna do ustawy OZE	Uwaga nieuwzględniona

			Art. 38d stanowi, że OSD, z którym zamierza współpracować spółdzielnia energetyczna, jest obowiązany niezwłocznie zawrzeć ze spółdzielnią energetyczną umowę o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, która w szczególności określi zasady świadczenia usług dystrybucji na rzecz spółdzielni energetycznej i jej członków. Zarówno ani wspomniany art.5 ani ustawa OZE nie definiują na czym miała by polegać ta usługa dystrybucji.	Uwaga wykraczają poza zakres projektu ustawy.
115.	Uwaga ogólna	Forum Związków Zawodowych	Nowelizacja ustaw przede wszystkim zlikwiduje system net-meteringu, który dziś jest podstawą opłacalności domowych instalacji fotowoltaicznych. Zgodnie z tą zasadą odbiorca energii posiadającej instalację fotowoltaiczną może rozliczać się ze sprzedawcą energii barterowo - odbiorca może bezpłatnie (ze współczynnikiem 0,8 lub 0,7) odebrać energię wcześniej oddaną do sieci. Dla prosumentów wchodzących na rynek po 31 grudnia 2021 r. projekt zakłada zastąpienie systemu opustów systemem, zapewniającym bezterminową możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłaszanej przez prezesa URE (ostatnie ogłoszenie z IV kwartału 2020 r. to 256,22 zł/MWh netto). Pobieranie energii z sieci przez prosumenta nastąpi według stawek cen ogólnie obowiązujących. Prosumenci, którzy wprowadzili bądź wprowadzą energię do sieci przed 31 grudnia 2021 r. będą mieli prawo korzystania z net-meteringu przez okres kolejnych 15 lat od wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła – tak jak to obowiązuje do tej pory zgodnie z zapisami obowiązującej ustawy o OZE - o ile oczywiście znowu nie wprowadzi się jakiś nowych regulacji. W przepisach przejściowych zawarto regulację, umożliwiającą jednorazową migrację prosumenta z doczasowego, opustowego systemu rozliczeń, do nowego systemu sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej w mikroinstalacji. Forum Związków Zawodowych uważa, że: 1. Z punktu widzenia prosumentów, którzy posiadają już działające instalacje PV projekt zmian nie jest zły. Znaczny wzrost mocy instalacji PV w sieci niskiego napięcia powoduje już w niektórych miejscach wyłączenia instalacji spowodowane wzrostem napięcia w sieci. Ponieważ dzisiejszy system net-meteringu jest korzystniejszym rozwiązaniem, to nowy, o ile przepisy w tym kształcie zostaną	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			oczywiście przyjęte, najprawdopodobniej wyhamuje obecny spektakularny wzrost liczby prosumentów. Do końca bieżącego roku popyt na instalacje fotowoltaiczne może jednak być nawet większy niż przed końcem drugiej edycji programu „Mój prąd”. 2. O ile technicznie można zrozumieć konieczność wyhamowania niekontrolowanego przez operatorów systemów dystrybucyjnych rozwoju instalacji PV, to rządowy sposób naprawy sytuacji przypomina naprawę komputera za pomocą młotka. 3. Uzasadnienie zmiany rozliczania prosumentów, w którym powołuje się na konieczność implementacji dyrektywy 2019/944 jest moim zdaniem lekko naciągane. Świadczy o tym na przykład definicja „odbiorcy aktywnego” (art.1 pkt. 2 lit. j) w projekcie nowelizacji. Zgodnie z nią każdy odbiorca końcowy będący gospodarstwem domowym jest odbiorcą aktywnym. Jest to niezgodne z definicją zawartą w dyrektywie (art. 2 pkt 8), a stanowi uzasadnienie wprowadzenia zmian – art. 15 pkt. 2 dyrektywy.	
116.	Uwaga ogólna	Związek Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego Województwa Śląskiego	W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku. Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

		sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku. Wprowadzenie dwuletniego <i>vacatio legis</i> pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu. Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła. Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego, samorządowego stowarzyszenia 81 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o: • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku, • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy 28 projektów gmin i powiatów Subregionu Centralnego z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii o łącznej wartości przekraczającej kwotę 51 mln PLN dofinansowania jest w trakcie realizacji, a niemal 35 projektów o łącznej wartości dofinansowania przekraczającej kwotę 43 mln PLN pozostaje na listach rezerwowych (są to projekty, które będą stopniowo wybierane do dofinansowania w miarę pojawiania się wolnych środków finansowych, zatem ich realizacja będzie i tak znacznie opóźniona) – istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania samych projektów, a w konsekwencji zagrożenie osiągnięcia wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni efektywną realizację Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.	

117.	Uwaga ogólna	Związek Gmin i Powiatów Subregionu Północnego Województwa Śląskiego	W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Zarządu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Północnego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku. Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku. Wprowadzenie dwuletniego vacatio legis pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu. Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 rok minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła. Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Północnego, samorządnego stowarzyszenia 34 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o: • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku, • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy wiele gmin i powiatów rozpoczyna bądź jest w trakcie realizacji projektów z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania tych inwestycji a w konsekwencji niezrealizowania wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni możliwość efektywnej realizacji Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.	
118.	Uwaga ogólna	Związek Gmin i Powiatów Subregionu Zachodniego Województwa Śląskiego	W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Zachodniego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku. Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

		systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku. Wprowadzenie dwuletniego vacatio legis pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu. Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła. Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego, samorządowego stowarzyszenia 81 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o: • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku, • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy 28 projektów gmin i powiatów Subregionu Centralnego z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii o łącznej wartości przekraczającej kwotę 51 mln PLN dofinansowania jest w trakcie realizacji, a niemal 35 projektów o łącznej wartości dofinansowania przekraczającej kwotę 43 mln PLN pozostaje na listach rezerwowych (są to projekty, które będą stopniowo wybierane do dofinansowania w miarę pojawiania się wolnych środków finansowych, zatem ich realizacja będzie i tak znacznie opóźniona) –	

			istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania samych projektów, a w konsekwencji zagrożenie osiągnięcia wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni efektywną realizację Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.	
119.	Uwaga ogólna	Jarosław Supłacz	Obecnie tworzymy kastę osób uprzywilejowanych, którzy podpisując umowy dostają 80% opust na lata. W imię czego za koszty jakie ponosi energetyka na rozliczeniach z prosumentami ma płacić każdy konsument energii elektrycznej? Nie dość, że Polska będzie miała jedną z najwyższych cen energii elektrycznej w Europie ze względu na koszt certyfikatów na CO2 to jeszcze konsumenci muszą się składać na daninę dla prosumentów. Więcej na ten temat w załączonym materiale: <i>Prosumenci płacą haracz konsumentom</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
120.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Proponujemy likwidację mechanizmu upustu dla prosumentów w całości, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE. Zachowanie mechanizmu opustu dla prosumentów, nie powinno być dopuszczalne z dwóch względów: Po pierwsze jest on niedopuszczalny w świetle art. 18 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943, który przewiduje, że Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej. Tymczasem omawiany przepis zwalnia prosumentów (odbiorców aktywnych) z kosztów dystrybucji energii w całości. Po drugie przyjęty mechanizm finansowania opłat dystrybucyjnych ze środków sprzedawcy zobowiązanego, stanowi naruszenie art. 9 w związku z art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944. Przepisy te wymagają swobody ustalenia ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców. Przyjęcie, że sprzedawca energii nie może ustalić dla prosumentów cen energii na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową, skutkuje subsydiowaniem skrótnym prosumentów.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			Prowadzi to również do dyskryminacji wobec sprzedawców, nie podlegających temu obowiązki i braku równości w dostępie do odbiorców. W świetle art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944 niedopuszczalne jest również utrzymanie jakiegokolwiek interwencji cenowej dla prosumentów będących przedsiębiorcami innych niż mikroprzedsiębiorcy.	
121.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy likwidację mechanizmu upustu dla prosumentów w całości, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE. Zachowanie mechanizmu opustu dla prosumentów, nie powinno być dopuszczalne z dwóch względów: Po pierwsze jest on niedopuszczalny w świetle art. 18 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943, który przewiduje, że Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej. Tymczasem omawiany przepis zwalnia prosumentów (odbiorców aktywnych) z kosztów dystrybucji energii w całości. Po drugie przyjęty mechanizm finansowania opłat dystrybucyjnych ze środków sprzedawcy zobowiązanego, stanowi naruszenie art. 9 w związku z art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944. Przepisy te wymagają swobody ustalenia ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców. Przyjęcie, że sprzedawca energii nie może ustalić dla prosumentów cen energii na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową, skutkuje subsydiowaniem skrótnym prosumentów. Prowadzi to również do dyskryminacji wobec sprzedawców, nie podlegających temu obowiązki i braku równości w dostępie do odbiorców. W świetle art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944 niedopuszczalne jest również utrzymanie jakiegokolwiek interwencji cenowej dla prosumentów będących przedsiębiorcami innych niż mikroprzedsiębiorcy.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
122.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Proponujemy likwidację mechanizmu obowiązku zakupu energii z OZE po ustalonej cenie regulowanej, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE. Zgodnie z art. 3 lit. a rozporządzenia (UE) 2019/943 na państwie członkowskim, spoczywa obowiązek zapewnienia, aby rynek energii elektrycznej funkcjonował w sposób zapewniający, że ceny ustala się na podstawie popytu i podaży; Ponadto art. 9 wyklucza możliwość nałożenia obowiązków w sposób dyskryminacyjny. Nałożenie go wyłącznie na niektórych sprzedawców wyznaczonych przez Prezesa URE prowadzi do takiej dyskryminacji.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z

			Ustalanie cen na rynku hurtowym przez Prezesa URE jedynie dla niektórych sprzedawców, zobowiązanych do zakupu po cenie regulowanej, jest zatem sprzeczne z tymi zasadami.	dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
123.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy likwidację mechanizmu obowiązku zakupu energii z OZE po ustalonej cenie regulowanej, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE. Zgodnie z art. 3 lit. a rozporządzenia (UE) 2019/943 na państwie członkowskim, spoczywa obowiązek zapewnienia, aby rynek energii elektrycznej funkcjonował w sposób zapewniający, że ceny ustala się na podstawie popytu i podaży; Ponadto art. 9 wyklucza możliwość nałożenia obowiązków w sposób dyskryminacyjny. Nałożenie go wyłącznie na niektórych sprzedawców wyznaczonych przez Prezesa URE prowadzi do takiej dyskryminacji. Ustalanie cen na rynku hurtowym przez Prezesa URE jedynie dla niektórych sprzedawców, zobowiązanych do zakupu po cenie regulowanej, jest zatem sprzeczne z tymi zasadami.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
124.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	FOEEiG przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawia także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej. Zwracamy uwagę, że odnawialna energetyka przemysłowa to wg szacunków FOEEiG możliwość szybkiego uruchomienia produkcji odnawialnej energii w wolumenach rzędu 1,9 TWh rocznie w fotowoltaice i 5,9 TWh rocznie w energetyce wiatrowej na lądzie, co odpowiada ponad 4,7% rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Tak ukierunkowany rozwój OZE ma wiele zalet: e) umożliwia realizację unijnych zobowiązań Polski w zakresie wzrostu udziału OZE w strukturze produkcji energii przy jednoczesnym f) ograniczeniu kosztów po stronie operatorów, ponieważ duże zakłady przemysłowe zazwyczaj mają własne sieci i możliwość podjęcia się bilansowania zmiennego profilu generacji źródeł pogodozależnych,	Uwaga nieuwzględniona Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu.

			g) ponadto, lokalizacja nieopodal zakładów przemysłowych oznacza rozwój OZE na terenach, których walory krajobrazowo-przyrodnicze w ten sposób nie ucierpią, h) wreszcie, pozwala na zatrzymanie utraty konkurencyjności przez Polski przemysł w dwóch istotnych aspektach: 1. ograniczenia śladu węglowego produktów (wymogi regulacyjne w UE, oczekiwania instytucji zapewniających finansowanie inwestycji i rosnących grup klientów) oraz 2. racjonalizacji kosztów energii, które w wyniku drastycznie rosnących cen uprawnień do emisji i dominacji w Polsce źródeł węglowych, powodują, że ceny energii dla przemysłu w Polsce są jednymi z najwyższych w UE, i) rozwój OZE (produkcji zielonej energii) na terenach zakładów przemysłowych (odbiorców zielonej energii), sprzyja rozwojowi energetyki rozproszonej obniżając koszty dystrybucji energii sieci PSE. Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Zdaniem FOEEiG te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych. Regulacje, które w ocenie FOEEiG muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to:	

			1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz 2. wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy. Propozycje i uwagi FOEEiG zawierają m.in.: - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej, - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia, - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II), - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej. Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości. Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej. Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:	

			1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiającym polskiemu przemysłowi skuteczne konkurencje na rynku europejskim i rynkach światowych, 3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały. Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: punkty 1, 3, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 tabeli poniżej (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym. Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu.	

125.	Uwaga ogólna	KGHM Polska Miedź	KGHM przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawia także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej. Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Zdaniem KGHM te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych. Regulacje, które w ocenie KGHM muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to: 1) likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz 2) wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3) stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy. Propozycje i uwagi KGHM zawierają m.in.:	Uwaga nieuwzględniona Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu.

		- doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej, - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia, - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II), - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej. Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości. Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej. Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu: 1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiającym polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej,	

			konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały. Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: punkty 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 tabeli poniżej (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym. Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu.	
126.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawiamy także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej. Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii	Uwaga nieuwzględniona Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu.

		bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest przedmiotem niniejszym konsultacji. Naszym zdaniem te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych. Regulacje, które w naszej ocenie muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne to: 1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, 2. stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 1. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy 3. usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych- niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie. 4. preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE - należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest w innym miejscu niż miejsce poboru energii. Propozycje i uwagi zawierają m.in.: - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej, - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia, - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II), - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej	

		za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu ale również branży OZE, będzie jednocześnie, prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej. Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości. Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej. Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu: 1. warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2. braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiającym polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 3. wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały.	

			Chcielibyśmy, już na wstępie, także zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. zmiana definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu. Uwagi szczegółowe wraz z ich uzasadnieniem oraz z propozycjami przepisów zostały przedstawione poniżej.	
127.	Uwaga ogólna	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawiamy także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej. Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Naszym zdaniem te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych. Regulacje, które w naszej ocenie muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to: 1) likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz	Uwaga nieuwzględniona Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu.

		2) wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3) stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy. Nasze propozycje i uwagi zawierają m.in.: - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej, - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia, - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II), - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej. Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości. Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.	

		Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu: 1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiającym polskiemu przemysłowi skuteczne konkutowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały. Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: punkty 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 tabeli poniżej (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym.	

			Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu.	
128.	Uwaga ogólna	Grupa Azoty	Grupa Azoty SA popiera propozycję Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej przy okazji implementowania do krajowego porządku prawnego dyrektywy „rynkowej” (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE), która jest przedmiotem konsultowanego projektu, i dyrektywy RED II (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych), której termin implementacji również upływa w br. Naszym zdaniem, ww.regulacje są nierozdzielnie powiązane i łącznie warunkują możliwość uruchomienia rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej w Polsce. Zwracamy uwagę, że odnawialna energetyka przemysłowa to wg szacunków FOEEiG możliwość szybkiego uruchomienia produkcji odnawialnej energii w wolumenach rzędu 1,9 TWh rocznie w fotowoltaice i 5,9 TWh rocznie w energetyce wiatrowej na lądzie, co odpowiada ponad 4,7% rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Tak ukierunkowany rozwój OZE ma wiele zalet: - umożliwia realizację unijnych zobowiązań Polski w zakresie wzrostu udziału OZE w strukturze produkcji energii przy jednoczesnym - ograniczeniu kosztów po stronie operatorów, ponieważ duże zakłady przemysłowe zazwyczaj mają własne sieci i możliwość podjęcia się bilansowania zmiennego profilu generacji źródeł pogodozależnych; - ponadto, lokalizacja nieopodal zakładów przemysłowych oznacza rozwój OZE na terenach, których walory krajobrazowo-przyrodnicze w ten sposób nie ucierpią; - wreszcie, pozwala na zatrzymanie utraty konkurencyjności przez Polski przemysł w dwóch istotnych aspektach:	Uwaga nieuwzględniona Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu.

			(i.) ograniczenia śladu węglowego produktów (wymogi regulacyjne w UE, oczekiwania instytucji zapewniających finansowanie inwestycji i rosnących grup klientów) oraz (ii.) racjonalizacji kosztów energii, które w wyniku drastycznie rosnących cen uprawnień do emisji i dominacji w Polsce źródeł węglowych, powodują, że ceny energii dla przemysłu w Polsce są jednymi z najwyższych w UE. Ten potencjał nie zostanie jednak wykorzystany bez likwidacji wskazanych w pkt poniżej barier regulacyjnych oraz stworzenia spójnego systemu zachęt: 1) likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, 2) stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3) stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy. Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości. Wprowadzenie w życie proponowanych poniżej przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej. Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu: 1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2020 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:	

			- produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiającym polskiemu przemysłowi skuteczne konkutowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach (w latach ubiegłych na poziomie średnio 15 EUR/1MWh na poziomie giełdowych cen na rynku hurtowym energii na korzyść Niemiec, czyli bez uwzględnienia pogłębiających tę różnicę kosztów dystrybucyjnych i regulacyjnych), bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem jeszcze mocniej pogłębiały. Nieuwzględnienie przedstawionych poniżej postulatów może tymczasem doprowadzić do dalszego zahamowania rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej poprzez redakcję stwarzającą ryzyko zakwalifikowania nawet inwestycji w OZE przez zakłady przemysłowe w ramach autoprodukcji jako przyłączonych linią bezpośrednią, co wobec braku analogicznych jak zawarte w niniejszej propozycji preferencji regulacyjnych i podatkowych, uczyni nawet takie inwestycje nieopłacalnymi. Skaże to polski przemysł na wyższe niż w innych państwach UE i drastycznie rosnące koszty energii, ograniczając jednocześnie warunkowane zrównoważonym charakterem możliwości finansowania inwestycji i narażając krajowych producentów na utratę rynku na rzecz zagranicznych konkurentów stosujących „zielony” marketing.	

			Dodatkowo, uwzględnienie poniższych uwag przesądzi o tym, czy produkcja wodoru kwalifikowalnego w UE wg restrykcyjnych kryteriów jako odnawialny stanie się w Polsce w ogóle możliwa.	
129.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	<u>Zmiana sposobu rozliczeń prosumentów</u> Kierunek proponowanych zmian w sposobie rozliczenia prosumentów i zwiększenie roli mechanizmów rynkowych należy ocenić pozytywnie, jednak tak radykalne zmiany wprowadzane w tak krótkim czasie należy poprzedzić dokładnymi analizami i ocenami skutków ich wprowadzenia. Z jednej strony wprowadzenie równych, rynkowych mechanizmów funkcjonowania dla wszystkich producentów energii w systemie, może przynieść pozytywne efekty w postaci obniżenia hurtowych cen energii elektrycznej. Zaproponowane zmiany dla prosumentów mogą również stworzyć motywację do inwestycji w magazyny energii, które mogą zwiększyć racjonalność zużycia energii poprzez jego dostosowanie do aktualnej sytuacji popytowo-podażowej w systemie oraz lokalnych warunków sieciowych. Większa świadomość i aktywizacja odbiorców końcowych jest niezmiernie ważna w długoterminowej transformacji sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Uelastycznienie popytu odbiorców końcowych, którzy posiadają ku temu dziś niewykorzystywany potencjał, otwiera szansę na szersze wykorzystanie OZE w systemie bez konieczności ponoszenia nakładów na moce rezerwowe. Z drugiej jednak strony proponowane zmiany mogą drastycznie zmienić warunki inwestycji i spowodować załamanie rynku prosumenckiego i zablokowanie potencjału najmniejszych odbiorców w partycypacji w rozwoju tak bardzo potrzebnych zielonych mocy w polskim systemie. Skutki wprowadzenia zmian dla stopnia wykorzystania potencjału prosumentów nie zostały w projekcie wystarczająco szczegółowo przedstawione. Nowy sposób rozliczania prosumentów może prowadzić także do bardziej sprawiedliwej partycypacji poszczególnych grup odbiorców w ponoszeniu kosztów sieciowych, które generują oni dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Naszym zdaniem wskazane jest dążenie do ustalania kosztów sieciowych w sposób jak najbardziej zbliżony do faktycznych kosztów wykorzystania sieci generowanych przez danego odbiorcę końcowego. W tym celu należy jednak dokonać szczegółowych analiz wpływu prosumentów na sieć elektroenergetyczną i generowane koszty dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego oraz wpływu na koszty sieciowe ponoszone przez pozostałych odbiorców. Priorytetowym wyzwaniem jest transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Zaangażowanie prosumentów jest jednym z dostępnych i niezbędnych działań i dlatego należy	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			dążyć do zrównoważonego, stabilnego rozwoju rozproszonych jednostek wytwórczych w perspektywie średnioterminowej, z poszanowaniem pozostałych użytkowników systemu. Wprowadzanie jednak tak istotnych zmian dla prosumentów powinno zostać poprzedzone szczegółowymi, rzetelnymi analizami, tak aby zapewnić optymalne korzyści dla wszystkich użytkowników sieci.	
130.	Uwaga ogólna	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Proponowane w projekcie zmiany dotyczące nowego systemu rozliczania energii przez prosumenta indywidualnego, jak również proponowany termin wprowadzenia tych zmian, budzą zaniepokojenie organizacji pozarządowych. Proponowany termin – 1 stycznia 2022 r. – jest zdecydowanie zbyt szybki, biorąc m.in. pod uwagę etap procedowania projektu, który aktualnie konsultujemy. Zmiana systemu rozliczeń w proponowanym terminie spowoduje wstrząs dla krajowego rynku energii, istotne straty dla przedsiębiorstw montujących instalacje PV i całkowity spadek zaufania obywateli do ustawodawcy. Sam proponowany system jest zaś zdecydowanie niekorzystny dla prosumentów i stawia ich przed koniecznością konkurowania z dużymi podmiotami biznesowymi na nierównych zasadach, biorąc pod uwagę, że prosument miałby sprzedawać swoją energię po cenie bez obciążeń (podatki, certyfikaty, itd.), a odkupywać ją później po cenie znacznie wyższej, obejmującej wszystkie te obciążenia. To jest system niesprawiedliwy społecznie, a przede wszystkim niezgodny z dyrektywą RED II i zobowiązaniami Polski w obszarze zwiększania udziału OZE i wspierania energetyki obywatelskiej na OZE opartej. Problemy z przyłączaniem nowych prosumentów OZE do sieci powinny być rozwiązywane na poziomie OSD i projektów modernizujących sieci, a powinno to zostać poprzedzone sporządzeniem całościowej analizy problemów i potrzeb związanych z rosnącym rynkiem obywatelskiej energetyki odnawialnej w Polsce.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
131.	Uwaga ogólna	Polski Alarm Smogowy	Polski Alarm Smogowy i Krakowski Alarm Smogowy wnioskują o utrzymanie obecnego systemu rozliczenia (tj. opustów) dla wszystkich prosumentów, którzy z dniem rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej posiadają zainstalowaną pompę ciepła do ogrzewania budynku Uzasadnienie: utrzymanie atrakcyjnego systemu rozliczeń, opartego o opusty dla podmiotów, które decydują się na źródło ogrzewania niepowodujące niskiej emisji (tj. pompę ciepła) pozytywnie przełoży się na działania dla czystego powietrza w Polsce. Niska emisja pochodząca z ogrzewania budynków paliwami stałymi powoduje, iż Polska jest krajem Unii Europejskiej o największym zanieczyszczeniu powietrza.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach

			Wciąż powszechną praktyką jest taka w której gospodarstwa domowe decydują się na przydomową produkcję energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, użytkując jednocześnie, pozaklasowe kotły/piece na paliwa stałe (węgiel, drewno). Regulacje krajowe powinny premiować tych prosumentów, którzy jednocześnie decydują się na bezemisijną formę ogrzewania. Już w tej chwili 20% beneficjentów programu Czyste Powietrze decyduje się na zamianę urządzeń grzewczych na paliwa stałe na pompy ciepła. Wybór ten jest podyktowany m.in. dostępem do atrakcyjnych rozliczeń dla prosumentów. Pogorszenie warunków rozliczeń dla prosumentów przełoży się również na zmniejszenie atrakcyjności pomp ciepła, które powinny stanowić jedną z najbardziej preferowanych technologii. Jednocześnie postulujemy przesunięcie w czasie rezygnacji z obecnego systemu rozliczeń dla wszystkich prosumentów z proponowanego terminu 31 grudnia 2021 r. na 31 grudnia 2023 r. Uzasadnienie: takie przesunięcie ma zasadnicze znaczenie dla uspokojenia obecnej sytuacji rynkowej spowodowanej zapowiedzią nowych warunków rozliczeń od 1 stycznia 2022 r. Jednocześnie, tak krótki termin, nie tylko prowadzi do niepokoju na rynku i wzrostu cen instalacji fotowoltaicznych, ale jest również niesprawiedliwy dla wielu gospodarstw domowych, które planowały zostać prosumentami w 2022 r. lub 2023 r. Często powodem odkładania decyzji na kolejny rok był brak dostatecznych środków finansowych. Zmiana warunków rozliczania uderzy więc głównie w uboższe gospodarstwa domowe, które planowały zostać prosumentami i nie będą mogły skorzystać już z atrakcyjniejszej formy rozliczeń. Po 2023 r. należy rozważyć system wsparcia dla uboższych gospodarstw domowych, który poprawi atrakcyjność inwestycji w przydomową fotowoltaikę dla tej grupy prosumentów. Takie podwyższone wsparcie mogłoby być udostępniane w ramach programu Mój Prąd, analogicznie do programu Czyste Powietrze, gdzie funkcjonuje podwyższony poziom dofinansowania dla gospodarstw domowych o niższych dochodach.	energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
132.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej	System opustów W ocenie Stowarzyszenia w Polsce do 2035 roku jest miejsce na 25 GW - 30 GW mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych, z czego ponad połowa przypadnie na mikro- i mini- instalacje prosumenckie. Powyższe to instalacje rozproszone, finansowane w całości ze środków prywatnych, które zaspokoiłoby w przybliżeniu 7% - 9% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Rząd uruchomił mechanizmy wsparcia, które zaangażowały prywatny kapitał i spowodowały dynamiczny rozwój sektora prosumenckiej fotowoltaiki, której zaletą jest prostota i łatwość oceny dla masowego odbiorcy.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały

		Zgodnie z Projektem, począwszy od dnia 1 stycznia 2022 r. ma nastąpić wygaszenie systemu opustów i zastąpienie go modelem zakupu i sprzedaży energii. Jak wynika z uzasadnienia do przedmiotowej zmiany, powyższe wynika z wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Zgodnie z art. 15 ust. 4 tego dokumentu, państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie zgodne z przywołaną Dyrektywą, w każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych. Zgodnie z Projektem, system opustów ma zostać zastąpiony nowymi rozwiązaniami dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 r., dzięki którym otrzymają oni bezterminową możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne. Jednocześnie inni sprzedawcy lub agregatorzy będą mieli prawo do oferowania lepszych warunków dla prosumentów, niż te wskazane powyżej. Przedmiotowe rozwiązania mogą okazać się skuteczną alternatywą w dłuższej perspektywie, ich realne wdrożenie wymaga jednak znacznie dłuższego okresu aniżeli ten przewidziany w Projekcie. Podkreślenia wymaga, iż wprowadzanie tak radykalnych zmian systemowych na tym dynamicznie rozwijającym się rynku, będzie skutkowało szeregiem negatywnych konsekwencji, związanych między innymi z likwidacją miejsc pracy oraz ryzykiem utraty środków unijnych przeznaczonych na programy wsparcia bazujące na systemie opustów. Wykorzystanie w pełni okresu przewidzianego w Dyrektywie pozwoliłoby przedsiębiorstwom zajmującym się instalacją mikroinstalacji na dostosowanie podejmowanej działalności do nowych uwarunkowań prawnych i tym samym na utrzymanie zatrudnienia. Jednocześnie projektowane rozwiązania regulacyjne w odbiorze rynku stanowią pogorszenie ekonomicznych warunków inwestycji w mikroinstalacje fotowoltaiczne. Projektowana zmiana czyni z prosumentów przedsiębiorców i to w tak trudnej i koncesjonowanej branży, jaką jest energetyka. Zgodnie z projektowanymi zmianami najmniejszy wytwórca przestanie być prosumentem, a stanie się de	wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			facto producentem. Będzie produkował energię elektryczną i ją sprzedawał. Kwestią dyskusyjną pozostaje konieczność uzyskania koncesji na obrót energią. Obecnie w gospodarstwie domowym o średnim rocznym zużyciu energii wynoszącym 3.500 kWh, instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej wynoszącej 5 kW pozwoli na pełne „zbilansowanie” prosumenta. Jednocześnie z tytułu „magazynowania” energii w sieci w ramach obowiązującego systemu opustów „podaruje” on sieci w przybliżeniu 800 kWh. Przy instalacji o mocy wynoszącej 10 GW to już 1,6 TWh, co stanowi 1% rocznego całkowitego zużycia energii elektrycznej. Stoimy na stanowisku, że wolumen ten jest wystarczająco duży, aby spółki dystrybucyjne dostosowały się do wyzwań wynikających z rozwoju energetyki rozproszonej. Odnosząc się do tak znaczących zmian planowanych do podjęcia na krajowym rynku instalacji fotowoltaicznych warto odnotować radykalne różnice występujące pomiędzy Polską a innymi krajami Unii Europejskiej, w zakresie mocy wytwórczych w ramach tej technologii, a co za tym idzie stopniem nasycenia rozwoju tego segmentu odnawialnych źródeł energii. Jak wynika z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, na koniec 2020 r. moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce wyniosła niespełna 4 GW, przy czym obserwowana obecnie dynamika przyrostów nowych mocy oscyluje wokół 2 GW rocznie. Co szczególnie istotne, w przybliżeniu 75% rynku polskiego stanowią mikroinstalacje fotowoltaiczne. Dla porównania, zgodnie z danymi publikowanymi przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej [IRENA], w przypadku Niemiec w 2020 r. było to już ponad 50 GW mocy zainstalowanej. Powyższe jednoznacznie wskazuje, jak odmienne skutki będzie miało wyhamowanie rozwoju tego sektora OZE w związku ze zmianą przepisów dla poszczególnych krajów i dlatego konieczne jest podjęcie działań ukierunkowanych na utrzymanie dynamiki rozwoju tego rynku w Polsce. Przyspieszanie procesu wygaszania systemu opustów spowoduje znaczące wyhamowanie rozwoju przedmiotowego sektora, a co za tym idzie należy ocenić je jako jednoznacznie szkodliwe. Mając na uwadze powyższe postulujemy, by wygaszanie prosumenckiego systemu wsparcia instalacji fotowoltaicznych w obecnym kształcie oraz wdrożenie projektowanych mechanizmów alternatywnych nastąpiło z odpowiednio dłuższym okresem przejściowym, na co pozwala prawo wspólnotowe, tj. od dnia 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie wnioskujemy o poprzedzenie wprowadzenia nowych rozwiązań pogłębionym dialogiem ze wszystkimi interesariuszami.	
133.	Uwaga ogólna	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Rozwiązania w zakresie przemysłowego OZE Przedstawiony projekt ustawy nie zawiera żadnych rozwiązań dedykowanych dla odbiorców przemysłowych, którzy z racji swojej specyfiki nie mają	Uwaga nieuwzględniona

			możliwości inwestycji w OZE poprzez wykorzystanie linii bezpośredniej. Odbiorcy przemysłowi, zwłaszcza z sektorów branż energochłonnych niejednokrotnie posiadający potencjał rozwoju OZE, nie mogą wybudować takich instalacji na swoim terenie lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie ze względu na uwarunkowania środowiskowe i techniczne. Zużycie energii zakładów energochłonnych jest bardzo duże i jednostki wytwórcze OZE, które pokrywałyby istotną część zużycia energii takiego zakładu wymagałyby olbrzymich terenów oraz korzystnych warunków technicznych (takich jak np. odpowiednia wietrzność), które fizycznie mogą nie być dostępne w danej lokalizacji. Rozwiązaniem tego problemu jest wprowadzenie regulacji, które umożliwiają podmiotom przemysłowym inwestycje w jednostki wytwórcze OZE, które nie są zlokalizowane w miejscu zużycia energii przez odbiorcę. Odpowiednie rozwiązania regulacyjne, które zrównywałyby sytuację podmiotów posiadających bezpośrednie połączenie jednostki wytwórczej OZE z miejscem zużycia oraz podmiotów posiadających taką jednostkę w innej lokalizacji, może umożliwić Polsce spełnienie ambitnych celów klimatycznych oraz doprowadzić do zwiększenia konkurencyjności polskiego przemysłu i gospodarki. Do tego potrzebne jest także uwolnienie potencjału rozwoju najtańszej technologii wytwarzania energii czyli lądowej energetyki wiatrowej. W związku z powyższym zwracam uwagę na konieczne do implementacji zmiany: a) Złagodzenie zasady 10H dzięki czemu zostanie odblokowana możliwość rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. Niezbędna jest możliwie najszybsza, skuteczna i rzeczywista liberalizacja tzw. ustawy odległościowej pozwalająca na powstawanie nowych mocy z poszanowaniem opinii lokalnych społeczności. b) Usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych. Niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie. c) Preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE. Należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest w innym miejscu niż miejsce poboru energii.	Propozycja wykracza poza zakres niezbędny do wdrożenia do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.
134.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Obecne zasady rozliczania prosumentów za energię eklektyczną przez tzw. mechanizm opustów, przy równoczesnej zapłacie przez sprzedawców operatorom systemów dystrybucyjnych (OSD) pełnych opłat zmiennych za	Uwaga nieaktualna

			usługi dystrybucji energii pobieranej z sieci, generują u sprzedawców zobowiązanych straty liczone w dziesiątkach milionów złotych rocznie. W związku z zwracamy się z prośbą i oczekujemy niezwłocznej zmiany przepisów w taki sposób aby rozliczenia za energię elektryczną z prosumentami nie generowały u ww. sprzedawców strat, np. następowały w stosunku ilościowym 1:1 bez rozliczeń przez ww. sprzedawców usługi dystrybucji (patrz także dalsze uwagi).	Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
135.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Regulacja zmieniająca zasady rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, w zakresie odejścia od ponoszenia przez sprzedawców kosztów zmiennych opłat dystrybucyjnych jest właściwym kierunkiem i pozwoli ograniczyć koszty sprzedawców, działających na rynku konkurencyjnym. Tym niemniej warto wskazać, że celowe byłoby określenie mechanizmu wyrównawczego, w zakresie ponoszonych kosztów usług zmiennych dystrybucyjnych (tzw. ubytek dystrybucyjny), dla grupy prosumentów, którzy do dnia 31 grudnia 2021 r. rozpoczną wytwarzanie energii i pozostaną w systemie „opustu”. Pozostawienie po stronie sprzedawców zobowiązanych obowiązku ponoszenia tego kosztu na kolejne kilkanaście lat, będzie miało negatywny wpływ na wynik finansowy spółek obrotu. Jednym z mechanizmów mogłyby być rekompensaty dla sprzedawcy zobowiązanego poprzez opłatę OZE i wniosków o wypłatę do Zarządcy Rozliczeń S.A. W projekcie jednak całkowicie nie uwzględniono tych rekompensat dla sprzedawców zobowiązanych za rozliczenie dotychczasowych prosumentów, o co sprzedawcy wielokrotnie zabiegali i co sygnalizowali w dyskusjach z ministerstwami, w tym z Ministerstwem Klimatu i Środowiska.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
136.	Uwaga ogólna	Towarzystwo Obrotu Energią	Projekt zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii przewiduje możliwość odsprzedaży sprzedawcy od 1 stycznia 2022 r. energii elektrycznej przez prosumenta energii odnawialnej. Zaproponowane rozwiązanie jest bardzo kontrowersyjne. Po pierwsze sprzedawcy będą musieli do 31 grudnia 2021 r. dostosować systemy bilingowe do nowego sposobu rozliczeń prosumentów. Z kolei prosumenci sprzedający energię elektryczną będą musieli udokumentować sprzedaż rachunkiem albo fakturą. Rozliczenie energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej przez prosumenta na zasadach określonych w art. 2 pkt 4 lit. b) będzie wiązało się z koniecznością wystawienia przez prosumenta dokumentu księgowego. Na podstawie doświadczenia z wytwórcami, taki proces generuje	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z

			bardzo dużo błędów w wystawianych przez Klientów dokumentach księgowych, zwiększoną liczbę zapytań w kanałach kontaktu, a co się z tym wiąże konieczność dedykowania dodatkowych zasobów obsługi Klienta, zwiększając tym samym koszt jego obsługi. Cena Prezesa URE, o której mowa w art. 2 pkt 4 lit. b) projektu ustawy nie oddaje realnej wartości energii. Jeżeli rozliczenia mają być prowadzone na podstawie kwartalnych cen, publikowanych przez Prezesa URE, to przy rozliczeniu w rocznych okresach, a takie są najczęściej wybierane przez prosumentów, rachunek/faktura będzie musiała uwzględniać cztery różne ceny i odpowiednie ilości energii sprzedanej w poszczególnych kwartałach. W związku z tym prosument będzie musiał otrzymać od OSD informacje o ilości energii wprowadzonej do sieci w podziale na kwartały. Z kolei sprzedawca będzie musiał zweryfikować każdy rachunek/fakturę pod kątem poprawności kwartalnych i łącznych ilości energii oraz cen zastosowanych przez prosumenta w rozliczeniach. Z uwagi na dynamiczny wzrost liczby prosumentów, będzie łącznie to nawet kilkaset rachunków/faktur. Biorąc pod uwagę powyższe, w przypadku pozostawienia modelu ww. rozliczeń (patrz także inne uwagi) proponujemy: a) uwzględnić w projekcie zapisy upoważniające sprzedawcę do wystawiania rachunków/faktur w imieniu i na rzecz prosumenta; b) zmienić zapisy dotyczące terminu wprowadzenia proponowanych zmian na nie wcześniejszy niż 1 stycznia 2023 r. Alternatywnie, jako bardziej rekomendowane, proponujemy wykreślenie z projektu wszystkich zapisów dotyczących odsprzedaży energii przez prosumentów i wprowadzenie rozwiązania polegającego na: a) rozliczaniu przez sprzedawcę energii pobieranej przez prosumenta i ilości energii wytwarzanej w mikroinstalacji i wprowadzanej do sieci w stosunku 1:1 bez rozliczenia przez sprzedawcę usługi dystrybucji z OSD; b) wprowadzeniu obniżonych albo odrębnych stawek zmiennych dla energii pobieranej z sieci przez prosumentów i uwzględnieniu utraconych przychodów OSD w kalkulacji taryf za usługi dystrybucji zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).	dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
137.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Nieoczekiwana i niespójna z wcześniejszymi zapowiedziami zmiana sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej oraz jej negatywny wpływ na sektor energetyki prosumenckiej.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń

		Według informacji opublikowanych przez Agencję Rynku Energii w Polsce, pod koniec marca 2021 roku funkcjonowało ponad 500 tys. prosumentów energii odnawialnej. Jedną z przyczyn tak dynamicznego wzrostu mikroinstalacji prosumenckich jest funkcjonujący system opustów w połączeniu ze spadkiem kosztów produkcji energii słonecznej oraz dedykowanym systemem wsparcia, który spowodował szybki przyrost mikroinstalacji fotowoltaicznych. W ostatnich miesiącach Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) wielokrotnie wskazywało na pozytywny charakter rozwoju energetyki prosumenckiej oraz wykazało chęć kontynuacji rozwoju sektora instalacji prosumenckich zapowiadając kolejną odsłonę programu wsparcia "Mój Prąd". Jednocześnie ze strony Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) wielokrotnie pojawiały się zapowiedzi publikacji projektu ustawy wprowadzającej koncepcję prosumeryzmu zbiorowego, a w szczególności prosumeryzmu wirtualnego. Równie zaskakujące i niepokojące jest przedstawienie przez MRPiT alternatywnej koncepcji zmiany sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej w ramach mechanizmu opustów w systemie bilansowania 1:1, które nie jest możliwe do pogodzenia z propozycją zmiany regulacji autorstwa MKiŚ. Powyższa sytuacja oraz przedstawienie sprzecznych wizji rozwoju sektora prosumenckiego w negatywny sposób wpływają na rynek energetyki prosumenckiej powodując niepewność zarówno po stronie podmiotów biznesowych, inwestorów, jak i osób zainteresowanych zainstalowaniem mikroinstalacji OZE. Fundacja z zaskoczeniem i niepokojem zapoznała się z przedłożonym do konsultacji Projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) (dalej: Projekt nowelizacji) obejmującym w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dyrektywa 2019/944), który zakłada rezygnację z systemu opustów i zastąpienie go mechanizmem sprzedaży nadwyżek energii z instalacji prosumenckiej. Niepokój Fundacji budzi również propozycja bardzo szybkiego tempa wprowadzania proponowanych w Projekcie nowelizacji zmian, a Projektodawca w żaden sposób nie uzasadnia proponowanej daty 1 stycznia 2022 r. jako początku obowiązywania nowego mechanizmu rozliczania prosumentów. Zapropionowany krótki okres przejściowy uniemożliwia dostosowanie się sektora energetyki prosumenckiej do nowych regulacji. Ponadto Fundacja	zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			wskazuje, że zarówno uzasadnienie projektu ustawy, jak i Ocena Skutków Regulacji (OSR) nie zawierają wyczerpujących i precyzyjnych wyjaśnień przyczyn rezygnacji z systemu opustów, który do tej pory oceniany był w sposób pozytywny. Co więcej, uzasadnienie ustawy oraz OSR nie zawierają analizy wpływu projektowanych regulacji na rynek energii, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki prosumenckiej.	
138.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV	W związku z prowadzonymi konsultacjami projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) wnosimy o: Utrzymanie obowiązku rozliczenia w systemie “upustu” o których mowa w art. 4 ust. 1 do 31 grudnia 2023 r. Zagwarantowanie prosumentom w nowym systemie rozliczenia możliwości sprzedaży energii w cenie sprawiedliwej uwzględniającej realną wartość tej energii biorąc pod uwagę odnawialne źródło jej wytworzenia. Do wysokości rocznego zużycia energii elektrycznej przez prosumenta powinna być to cena nie niższa niż wartość brutto, po której prosument kupuje energię od sprzedawcy bez kosztów jej dystrybucji. Z kolei sprzedawcy energii lub agregatorzy kupujący energię od prosumentów powinni mieć możliwość rozliczenia energii pobranej oraz wprowadzonej do sieci w bilansach rocznych. Uzasadnienie: Rynek fotowoltaiczny w Polsce to głównie rynek mikroinstalacji fotowoltaicznych. W 2020 roku stanowiły one aż 84,4% mocy zainstalowanej w fotowoltaice co wyróżnia pozytywnie Polskę na tle innych krajów, w których dominują farmy fotowoltaiczne realizowane przez międzynarodowe koncerny i fundusze inwestycyjne. To właśnie mikroinstalacje fotowoltaiczne wprowadziły niespotykaną do tej pory demokratyzację energetyki i umożliwiły wprowadzenie lokalnych usług, wzrost zatrudnienia w lokalnych małych i średnich firmach, oraz podniosły wpływy z tytułu podatków płaconych w kraju. Ponad pół miliona Polaków korzysta obecnie z tańszej, własnej i czystej energii, a kolejne setki tysięcy czekają na swoją szansę. Niewątpliwą podstawą tego sukcesu był system opustów, dający praktyczną możliwość wykorzystania wyprodukowanej energii przez cały rok. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przekazało do konsultacji publicznych propozycję nowelizacji ustawy - prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Projekt ten, opublikowany 2 czerwca 2021 r. w Rządowym Centrum Legislacji, proponuje od 1 stycznia 2022 roku wygaszenie	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			systemu opustów i zastąpienie go modelem zakupu i sprzedaży energii znacznie mniej korzystnym dla przyszłych prosumentów. Autorzy projektu w jego uzasadnieniu powołują się na Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dokument ten mówi o zmianie systemów rozliczeń prosumentów nie później niż 31 grudnia 2023 roku co oznacza brak konieczności wprowadzania tak radykalnych zmian już od 1 stycznia 2022 roku. Zdaniem Stowarzyszenia, przy zmianie systemu już 31 grudnia 2021 roku, w wariacie optymistycznym uczestnicy rynku będą dysponowali zaledwie kilkoma miesiącami na dostosowanie się do nowych reguł, w wariacie pesymistycznym nowe zasady rozliczenia mogą wejść w życie zaledwie po okresie 14 dni vacatio legis, co jest zdecydowanie zbyt krótkim okresem. To cios w polskie małe i średnie firmy zatrudniające dziesiątki tysięcy pracowników. W ocenie Stowarzyszenia absolutnie kluczowe jest utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wyprowadzających energię do sieci do 31.12.2023 roku. Pozwoli to przedsiębiorstwom dostosować się do nowych warunków, utrzymać miejsca pracy, a przyszłym prosumentom da to czas na dokładne poznanie nowego systemu. Pragniemy również zauważyć, że same zapisy projektu ustawy, w odbiorze większości przyszłych prosumentów stanowią radykalne pogorszenie warunków ekonomicznych montażu instalacji. Dla statystycznej instalacji nowy system rozliczenia oznacza spadek korzyści finansowych o ok. 38%. W świetle ostatnich badań ASM - Centrum Badań i Analiz Rynku ³/₄ właścicieli domów, nieposiadających fotowoltaiki, deklaruje chęć inwestycji w taką instalację w ciągu dwóch lat. Zapowiedź likwidacji systemu opustów może spowodować potężną kumulację montażu mikroinstalacji w drugim półroczu 2021, i co się z tym wiąże, późniejszą zapaść rynku, co dodatkowo przyczyni się do zwiększenia występujących problemów w sieciach niskiego napięcia. Likwidacja systemu opustów w tak krótkim czasie, może nieść za sobą szereg negatywnych konsekwencji: • Likwidacja dziesiątek tysięcy miejsc pracy w roku 2022 oraz kłopoty dla wielu polskich przedsiębiorców. • Zagrożenie utraty środków unijnych, zwłaszcza tych przeznaczonych na programy parasolowe, które bazują na bezgotówkowym wprowadzeniu i poborze energii z sieci. Część projektów jeszcze jest procedowana, środki są przyznane, a przyszli beneficjenci zainwestowali już pieniądze w audyty swoich domów. • Skokowo rosnący popyt w II półroczu 2021 będzie powodować wzrost cen instalacji, zmniejszenie ich opłacalności i efektywności ekonomicznej oraz	

		prawdopodobieństwo obniżenia jakości wykonywania usług przez mocno obciążone pracą firmy wykonawcze. ● Zagrożenie oligopolem na rynku mikroinstalacji fotowoltaicznych, gdyż przewagę rynkową zyskają firmy fotowoltaicznej posiadające jednocześnie koncesję na obrót energią lub współpracujące blisko ze spółkami obrotu. Niewiele firm będzie dysponowało środkami zarówno finansowymi jak i kadrowymi na przystosowanie się do nowych reguł w tak krótkim czasie. ● niesprawiedliwie traktowanie prosumentów w stosunku do innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, wobec których prosumenci zmuszani są do działań w pełni rynkowych. Uwidacznia się tu kontrast w stosunku do wsparcia dla dużych instalacji fotowoltaicznych poprzez aukcje OZE, podczas gdy obywatele będą zmuszeni sprzedawać energię taniej niż duże podmioty biznesowe. ● Powstanie dużych nierówności między prosumentami będącymi w starym znacznie korzystniejszym finansowo systemie a prosumentami będącymi w systemie nowym mniej korzystnym. ● Projekt ustawy zakłada powstanie zupełnie nowych podmiotów na rynku energii - np. agregatorów, którzy w przyszłości będą odgrywać kluczową rolę w rozliczaniu prosumentów zapewniając im dodatkowe korzyści finansowe z posiadanych mikroinstalacji. Niemniej jednak do realnego wprowadzenia tego typu podmiotów na rynku energii konieczny jest znacznie dłuższy niż zakłada ustawa okres przejściowy. Dodatkowo rynek zakupu energii przez gospodarstwa domowe jest rynkiem regulowanym a cena zakupu energii przez gospodarstwo domowe jest niższa niż jej wartość rynkowa. Faktycznie korzyści dla prosumentów mogą przynieść agregatorzy po uwolnieniu cen energii elektrycznej. ● Ograniczenie tzw. "ł ocal contentu" . Koncentracja fotowoltaiki w dużych projektach to mniej miejsca na rynku dla polskich producentów, firm inżynieryjno-wykonawczo-projektowych oraz instalacyjnych. Jako Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej deklarujemy chęć współpracy w tworzeniu bardziej przyjaznych zasad sprawiedliwej społecznie transformacji sektora prosumenckich systemów fotowoltaicznych. Pragniemy także podkreślić że w ocenie Stowarzyszenia projekt ustawy nie daje narzędzi do rozwiązywania problemów występujących w sieciach niskiego napięcia szczególnie uwidaczniający się przekroczeniami dopuszczalnych poziomów napięć. W szczególności nie zobowiązuje Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) do rozpoczęcia procesu niezbędnej modernizacji sieci niskich napięć umożliwiającej jej niezakłóconą dystrybucję energii elektrycznej nie tylko do, ale także od prosumenta. Wraz z rozwojem domowej fotowoltaiki	

			nieodwracalnie zmienił się charakter sieci niskiego napięcia i profil przepływu mocy. Te zmiany nie mogą być w dalszym ciągu ignorowane przez operatorów sieci. Ponadto operatorzy sieci powinni już teraz aktywnie wykorzystać setki tysięcy falowników fotowoltaicznych do stabilizacji parametrów sieci, która w pewnym zakresie jest możliwa z wykorzystaniem tych urządzeń choćby poprzez opracowanie jednego spójnego na terenie całego kraju banku nastaw. Rola ta przerzucona jest w ustawie na agregatorów za pomocą świadczenia np. usług elastyczności, niemniej jednak wzorem innych krajów to w pierwszej kolejności OSD powinny wykorzystać potencjał źródeł wytwórczych do stabilizacji pracy sieci. Należy także podkreślić, że instalacje PV nie są przyczyną problemów w sieciach niskiego napięcia, a jedynie uwidaczniają złe zarządzanie tymi sieciami przez OSD oraz niedostateczną modernizację szczególnie na terenach słabiej zurbanizowanych. W konsekwencji zakładany w przyszłości rozwój pomp ciepła, samochodów elektrycznych czy innych urządzeń wymagających stabilnego zasilania w okolicach mocy umownej obiektu będzie przyczyną narastających problemów z sieciami niskiego napięcia. Dlatego też w ocenie Stowarzyszenia konieczne jest zobligowanie OSD do ciągłej identyfikacji miejsc w sieciach niskiego napięcia, w których występują problemy ze stabilną pracą, co pozwoli w prawidłowy sposób kierować środki zaradcze. Projekt ustawy nie wprowadza także wystarczających zachęt do wzrostu bieżącej auto konsumpcji czy instalacji magazynów energii. W ocenie Stowarzyszenia należy także rozpocząć dyskusję na temat zmiany w modelu wykorzystania mocy umownej, a w konsekwencji modelu przyłączenia mikroinstalacji. Na obszarach, gdzie OSD identyfikuje problemy z działaniem sieci wynikające z liczby przyłączonych mikroinstalacji należy rozpocząć pracę nad rozwiązaniami legislacyjnymi i technicznymi, które zmierzałyby do wprowadzenia limitu wprowadzanej mocy przez kolejne nowo przyłączane mikroinstalacje np. do wartości 70% mocy umownej, z zastrzeżeniem możliwości swobodnego wprowadzenia mocy do wartości mocy umownej po zastosowaniu magazynów energii, lub innych rozwiązań zwiększających bieżącą autokonsumpcję w czasie piku produkcji. Tego typu rozwiązanie z jednej strony pozwoliłoby na dalszy swobodny rozwój fotowoltaiki w obszarach gdzie nasycenie instalacjami jest niskie (w Polsce ciągle jest wiele takich obszarów), z kolei w obszarach o wysokim nasyceniu lub słabej infrastrukturze moc wprowadzana do sieci zostałaby ograniczona lub rozłożona w czasie za pomocą magazynów energii.	
139.	Uwaga ogólna	Jarosław Supłacz	Potrzeba jest natychmiastowego zatrzymania możliwości podpisywania niekorzystnych dla energetyki i konsumentów umów z prosumentami na kilkunastoletnie okresy. Posiadacze paneli słonecznych oddają nadwyżki prądu najczęściej wtedy gdy jest nadmiar energii elektrycznej na rynku, odbierają natomiast 80% energii	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń

			wówczas gdy jest deficyt mocy w sieci energetycznej. Cena energii gdy jest jej nadmiar na rynku może być nawet ujemna, były takie przypadki w Niemczech gdy farmy wiatrowe działały pełną mocą, do tego działały elektrownie klasyczne gwarantujące moc, a rynek potrzebował znacznie mniej energii niż wynosiła podaż. Więcej na temat generowania kosztów przez prosumentów w systemie elektroenergetycznym w załączonym materiale: <i>Prosumenci płacą haracz konsumentom</i>	zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
140.	Uwaga ogólna	Tyski Klaster Energii	Dalszy brak uregulowania sprawy klastrów energii, jak również ujęcia ich w społecznościach energetycznych. W całej Polsce po zachętach Ministerstwa Energii od 2018 roku założonych zostało wiele klastrów energii. Aktualnie nie ma żadnych regulacji prawnych ani systemu wsparcia dla tego rodzaju porozumień. Zarówno obecnej jak i nowe klastry mają problem z zaoferowaniem swoim członkom jakichkolwiek korzyści z uczestnictwa w porozumieniu. Wiele podmiotów poświęca swój czas i potencjał dla dobra całej społeczności klastrowej, jednak przy braku jakiegokolwiek wsparcia czy ram prawnych nie ma możliwości osiągnięcia korzyści. Rozwój klastrów energii w Polsce jest silnie uzależniony od zachęt do budowy takich społeczności, przy aktualnym braku jakiegokolwiek wsparcia ze strony Ustawodawcy idee klastrowe skazane są na porażkę.	Uwaga nieuwzględniona Wykracza ona poza zakres projektu.
141.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	Brak zniesienia mechanizmu spółdzielni energetycznej w uOZE, pomimo braku jego zgodności z prawem unijnym. Mechanizm spółdzielni energetyczny zwalniający spółdzielnie z kosztów opłat dystrybucyjnych oraz odpowiedzialności za bilansowanie handlowe dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 400 kW, jest niezgodny z art. 16 dyrektywy 2019/944, art. 22 dyrektywy 2018/2001, które wymagają aby takie podmioty ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe oraz art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943, który wymaga aby jednostki o mocy powyżej 400 kW ponosiły koszty bilansowania.	Uwaga nieuwzględniona Wykracza ona poza zakres projektu.
142.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak zniesienia mechanizmu spółdzielni energetycznej w uOZE, pomimo braku jego zgodności z prawem unijnym. Mechanizm spółdzielni energetyczny zwalniający spółdzielnie z kosztów opłat dystrybucyjnych oraz odpowiedzialności za bilansowanie handlowe dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 400 kW, jest niezgodny z art. 16 dyrektywy 2019/944, art. 22 dyrektywy 2018/2001, które wymagają aby takie	Uwaga nieuwzględniona Wykracza ona poza zakres projektu.

			podmioty ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe oraz art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943, który wymaga aby jednostki o mocy powyżej 400 kW ponosiły koszty bilansowania.	
143.	Uwaga ogólna	TAURON Polska Energia	W zmianach do ustawy OZE brakuje doprecyzowań w zakresie obsługi „nowego prosumenta” (po 1 stycznia 2022 r.). Brak wskazania niezbędnych dokumentów na podstawie których prosument ten ma być rozliczany. Wymóg dokumentów dedykowanych dla „starego prosumenta” pozostał w dotychczasowej postaci, co mylnie może wskazywać na wymóg również dla „nowego prosumenta”. „Nowy prosument” powinien sprzedawać energię na podstawie umowy sprzedażowej i dystrybucyjnej wytwórczej, a nie kompleksowej, o czym ustawa nie wspomina.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
144.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W konsekwencji wprowadzenia zmiany sposobu rozliczania prosumentów, analogiczną zmianę należy wprowadzić dla spółdzielni energetycznych (art. 38c ust. 3). Pozostawienie zapisu art. 38c ust. 3 w obecnym brzmieniu będzie generować straty dla sprzedawców zobowiązanych.	Uwaga nieuwzględniona Wykracza ona poza zakres projektu
145.	Uwaga ogólna	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W konsekwencji wprowadzenia zmiany sposobu rozliczania prosumentów, analogiczną zmianę należy wprowadzić dla spółdzielni energetycznych (art. 38c ust. 3). Pozostawienie zapisu art. 38c ust. 3 w obecnym brzmieniu będzie generować straty dla sprzedawców zobowiązanych, dla których nie przewidziano źródła pokrycia.	Uwaga nieuwzględniona Wykracza ona poza zakres projektu.
146.	Uwaga ogólna	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Brak jest propozycji zmian przepisów, które likwidowałyby straty sprzedawców zobowiązanych wynikające z rozliczania prosumentów energii odnawialnej, którzy przyłączyli (lub przyłączą) swoje źródła wytwórcze przed 1 stycznia 2022 r. Warto wprowadzić dodatkowe zachęty dla prosumentów do zmiany formuły rozliczeń i aktywnego ich uczestnictwa w procesie tej zmiany. Jeżeli tę zachętę mają proponować sprzedawcy, to będzie ona również generować koszty po ich stronie. Ponadto, zobowiązanie sprzedawców zobowiązanych do odbioru energii od prosumentów po gwarantowanej stawce wskazanej w ustawie również będzie	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z

			generować narastające straty – szczególnie że dalszy przyrost mocy fotowoltaicznych doprowadzi do szybkiego obniżenia wartości rynkowej profilu pracy generacji dominującej wśród prosumentów technologii wytwórczej. Ustawa powinna wskazywać źródło pokrycia strat handlowych sprzedawców zobowiązanych, które wynikają z planowanej do wprowadzenia regulacji – szczególnie że sprzedawcy zobowiązani ponosili już straty z tego samego powodu w analogicznym mechanizmie funkcjonującym historycznie dla wszystkich instalacji OZE. Podsumowując, rozwój zielonej i niskoemisyjnej energetyki i gospodarki nie może prowadzić do negatywnych wyników finansowych sprzedawców zobowiązanych, którzy będą aktywnie uczestniczyć w tej transformacji.	dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
147.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak propozycji zmian przepisów, które likwidowałyby straty sprzedawców zobowiązanych wynikające z rozliczania prosumentów energii odnawialnej, którzy przyłączyli (lub przyłączą) swoje źródła wytwórcze przez 1 stycznia 2022 r. Warto wprowadzić dodatkowe zachęty dla prosumentów do zmiany formuły rozliczeń i aktywnego ich uczestnictwa w procesie tej zmiany. Jeżeli tę zachętę mają proponować sprzedawcy, to będzie ona również generować koszty po ich stronie. Ponadto, zobowiązanie sprzedawców zobowiązanych do odbioru energii od prosumentów po gwarantowanej stawce wskazanej w ustawie również będzie generować narastające straty – szczególnie że dalszy przyrost mocy fotowoltaicznych doprowadzi do szybkiego obniżenia wartości rynkowej profilu pracy generacji dominującej wśród prosumentów technologii wytwórczej. Ustawa powinna wskazywać źródło pokrycia strat handlowych sprzedawców zobowiązanych, które wynikają z planowanej do wprowadzenia regulacji – szczególnie że sprzedawcy zobowiązani ponosili już straty z tego samego powodu w analogicznym mechanizmie funkcjonującym historycznie dla wszystkich instalacji OZE. Podsumowując, rozwój zielonej i niskoemisyjnej energetyki i gospodarki nie może prowadzić do negatywnych wyników finansowych sprzedawców zobowiązanych, którzy będą aktywnie uczestniczyć w tej transformacji.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących nowy rozliczeń dla prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
148.	Uwaga ogólna	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W zmianach do ustawy OZE brakuje doprecyzowań w zakresie obsługi „nowego prosumenta” (po 1 stycznia 2022 r.). Brak wskazania niezbędnych dokumentów na podstawie których prosument ten ma być rozliczany. Wymóg dokumentów dedykowanych dla „starego prosumenta” pozostał w dotychczasowej postaci, co mylnie może wskazywać na wymóg również dla „nowego prosumenta”. „Nowy prosument” powinien sprzedawać energię na podstawie umowy sprzedażowej i dystrybucyjnej wytwórczej, a nie kompleksowej, o czym ustawa nie wspomina.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym

				zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
149.	Uwaga ogólna	Arek91	Wprowadzenie nowych zasad całkowicie neguje sens instalowania fotowoltaiki na potrzeby ogrzewania domów pompami ciepła. Koszt instalacji na potrzeby ogrzewania domu przy założeniu że w ciągu roku odsprzedam wystarczająco dużo energii aby w okresie grzewczym z niej korzystać według nowych warunków będzie prawie 3 razy większy niż obecnie co całkowicie przekreśla sens istnienia takiego rozwiązania. Koszt magazynu energii na potrzeby ogrzewania domu 5000 kWh to około 200 tysięcy złotych. Zamiast wydawać tyle lepiej płatność rozłożyć na 15 - 20 lat w formie rachunków za prąd. Gdzie tu sens i logika?	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
150.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie na rzecz efektywności	Zdaniem Stowarzyszenia i organizacji z nami współpracujących, niezrozumiała dla nas jest propozycja, aby w art. 2 pkt 27a ustawy o OZE usunąć sformułowanie, iż prosumentem energii odnawialnej jest odbiorca wytwarzający energię “wyłącznie” z odnawialnych źródeł energii. Tego typu modyfikacja w ustawie wypaczyć może zupełnie podstawowe założenie energetyki obywatelskiej i idei transformacji polskiego rynku energii w kierunku odnawialnej i bezemisyjnej energetyki. Ponadto, projekt wprowadza nowy sposób rozliczeń prosumentów ze sprzedawcami energii, według którego cena odkupu przez sprzedawcę wyprodukowanej przez prosumenta nadwyżki energii będzie wynosić 100% średniej sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez prezesa URE. Dziś, cena ta wynosi 256,22 zł za MWh (cena za IV kw. 2020 r.), podczas gdy cena, po jakiej prosumenci będą kupować energię w chwilach, gdy ich instalacja PV nie będzie pracować, wynosi obecnie ok. 667 zł za MWh (taryfa G11 według stawek PGE, z uwzględnieniem opłat	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych

		dystrybucyjnych, IV kw. 2020 r.). Jest więc ona o 160% wyższa od proponowanej ceny odkupu. W praktyce oznaczałoby to ogromny spadek opłacalności korzystania z instalacji PV i naszym zdaniem żadna z pozostałych, proponowanych w projekcie korzystnych zmian dla prosumenta, nie będzie w stanie odwrócić trendu odchodzenia od OZE, wywołanego wprowadzeniem powyższego systemu rozliczania sprzedaży i zakupu energii. Obecne inwestycje w instalacje PV realizowane przez prosumentów, z założenia miały być instalacjami nieprofesjonalnymi, a często ich właściciele kierowali się zasadą realizacji własnych potrzeb energetycznych, np. w grupie rolników, czy gospodarstw domowych, a nie świadomego udziału w mechanizmach rynku energetycznego. Nie zgadzamy się też ze stwierdzeniem, że dyrektywa IEMD wymusza przejście na taki system rozliczeń w połączeniu z tak drastycznie szybkim terminem. Dyrektywa owszem nakazuje wprowadzenie systemu umożliwiającego osobne rozliczenie energii wprowadzanej i zużywanej z sieci dopiero od roku 2024, zatem nie znajduje uzasadnienia propozycja wprowadzenia zmian w terminie już od początku roku 2022. Zaznaczyć należy, że dyrektywa IEMD do końca 2023 roku nie zakazuje kontynuacji przez państwa członkowskie innych systemów rozliczeń, co tym samym oznacza możliwość zaoferowania prosumentom jeszcze przez 2,5 roku alternatywnych systemów rozliczeń energii. Naszym zdaniem na prosumentów i potencjał już wytworzony należałoby spojrzeć niż wynika to z projektu legislacyjnego. Zgodnie z dyrektywą o promocji energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II), która również wymaga wdrożenia do polskiego prawa, państwa członkowskie mają obowiązek promocji, wspierania i oferowania preferencyjnych warunków dla rozwoju energii odnawialnej i obywateli, którzy chcą się do tego rozwoju przyczyniać. Oznacza to, że nie jest celowym budowanie konkurencji pomiędzy wszystkimi prosumentami a innymi producentami energii na zasadach rynkowych. Warto zastanowić się nad rozdziałem prosumentów na tych, którzy chcą pełnić bierną rolę na rynku energii (maksymalizacja autokonsumpcji) i tych aktywnych, w oparciu o których będzie można budować usługi przyszłych agregatorów. Wydaje się, że zaproponowane w projekcie rozwiązanie nie tylko nie oferuje oczekiwanych warunków preferencyjnych, ale stworzy nieuzasadnioną i nieuczciwą konkurencję pomiędzy dużymi instalacjami PV wspieranymi przez aukcje OZE, a prosumentami, którzy w efekcie zmuszeni będą sprzedawać energię taniej niż profesjonalne podmioty. Naszym zdaniem ważnym podkreślenia jest także fakt drugiej strony czyli Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD). Doskonale wiemy, m.in. dzięki dotychczasowym doświadczeniom we współpracy z OSD, a także wizytom studyjnym realizowanym przez nas u operatorów w Niemczech, że przed OSD stoją liczne	innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			wyzwania. Już w roku 2014 i 2015 podczas wizyt, strona niemiecka wskazywana na potencjalne wyzwania w zakresie rozproszonej energii z OZE, wskazując naszym operatorom (PGE, Tauron, Enea, Energa), że mają idealny moment (przed boomem PV w Polsce) na realizację tych inwestycji, które zwiększą elastyczność i responsywność na nadchodzące zjawiska. Już wówczas pojawiały się sugestie ekspertów (m.in. śp. prof. Żmijewskiego) o konieczności transformacji w kierunku dynamicznego rozwoju sieci i tym samym realizacji kierunków bardziej zielonego mixu energetycznego Polski. Wydaje się niezwykle ważne, aby OSD mogły takie inwestycje realizować, czyli rozwój i modernizację sieci energetycznych w Polsce, co ostatecznie wpłynie pozytywnie także na Krajowy System Elektroenergetyczny, zarządzany przez PSE SA. Projekt legislacyjny wprowadza również obywatelskie społeczności energetyczne. Dla podmiotów tych, zgodnie ze wskazaniem dyrektywy IEMD, zaproponowano słuszne w większości założenia. Jednak naszą obawę budzi zdanie „społeczności będą ponosić odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które spowodują w systemie elektroenergetycznym”. To założenie wymaga doprecyzowania (fizyczne/handlowe), ale biorąc pod uwagę zaproponowane zmiany rozliczeń prosumentów, opisane przez nas wcześniej - zasady rozliczenia nadwyżek wyprodukowanej przez społeczności energii mogą być na tyle niekorzystne, iż zniechęcą potencjalnie zainteresowanych obywateli i podmioty do zakładania takich form udziału w rynku energii. Uzupełniając, naszym zdaniem transpozycja dyrektyw IEMD i RED II powinna być spójna i nie tworzyć dublujących się rozwiązań prawnych – nowych podmiotów na rynku energii z jednej i drugiej dyrektywy, a i tak państwa członkowskie będą zachęcane i rozliczane przede wszystkim z tego, w jaki sposób i w jakim zakresie wdrożyły dyrektywę promującą odnawialne źródła energii.	
151.	Uwaga ogólna	Mariusz Wójcik HEAT ENERGIA	Dzień dobry, jestem na etapie budowy domu gdzie cały jest zaprojektowany pod ogrzewanie elektryczne foliami grzewczymi, ponadto budujemy do niego wiatę na auto elektryczne i z tyłu basen ogrzewany pompą ciepła. Do działki specjalnie nie doprowadzałem gazu ani innych mediów prócz prądu z uwagi na projekt domu zero emisyjny. Na chwilę obecną mam zrobione tylko fundamenty nie mam zrobionego przyłącza energii elektrycznej ponieważ teraz czeka się ok. 2 lat od podpisania umowy. Umowę podpisałem zeszłego roku zamówiłem sobie moc przyłączeniową 32 kW za co zapłacę oczywiście więcej. Ponieważ za każdy kilowat mocy przyłączeniowej więcej w PGE się płaci.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o

			Jeżeli od nowego roku zmieniają się przepisy to projekt domu i koncepcja jest stracona. Nie mam zaprojektowanych kominów a sposób rozliczania jest dużo mniej korzystny niż w chwili obecnej. Proszę o nie wprowadzanie nowych przepisów w życie ponieważ są dla obywateli nie korzystne i obciążające. Ponadto jeżeli Państwo zmienicie przepisy to zmniejszy się ilość klientów zainteresowanych wymianą kotłów na Pompy Ciepła , ogrzewania elektryczne oraz montażu fotowoltaiki. Jeżeli chcecie zmieniać klimat to proszę iść z duchem czasu a nie wracać się do epoki kamienia łupanego i siedzenia w jaskiniach paląc ściętym drzewem z lasu. Ludzie po epidemii chcą normalności a nie ciągłych zmian na gorsze. Podatki płyną od obywateli i to ich należy zapytać w pierwszej kolejności czego oczekują i chcą.	odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
152.	Uwaga ogólna	Paweł Palac	Jestem przeciw wprowadzeniu nowych zasad rozliczania pv!	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
153.	Uwaga ogólna	Wojciech Markowicz	Uważam że zmiany na niekorzystny system rozliczeń zahamują branżę spowodują niższe dochody tych firm a co za tym idzie niższe podatki odprowadzane do państwa. Stracą również prosumenci i na pewno pomniejszy się znacznie ich rzesza. Zyskają tylko przedsiębiorstwa energetyczne które nieustannie podnoszą ceny prądu i nie inwestują w modernizację sieci. Może	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z

			zamiast takich zmian nałożyć na państwowe molochy energetyczne obowiązek modernizacji utworzenia banków energii . Pozdrawiam	przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
154.	Uwaga ogólna	Soltech Energy Maciej Rolski Łukasz Wachowiak s.c.	W imieniu branży postulujemy wprowadzenie minimum dwuletniego okresu przejściowego i utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wyprowadzających energię do sieci do 31.12.2023 roku. Pozwoli to przedsiębiorstwom dostosować się do nowych warunków, utrzymać miejsca pracy, a przyszłym prosumentom da to czas na dokładne poznanie nowego systemu. Pragniemy również zauważyć, że same zapisy projektu ustawy, w odbiorze większości przyszłych prosumentów stanowią radykalne pogorszenie warunków ekonomicznych montażu instalacji. W świetle ostatnich badań ASM – Centrum Badań i Analiz Rynku ³/₄ właścicieli domów, nie posiadających fotowoltaiki, deklaruje chęć inwestycji w taką instalację w ciągu dwóch lat. Zapowiedź likwidacji systemu opustów może spowodować potężną kumulację montażu mikroinstalacji w drugim półroczu 2021, i co się z tym wiąże, późniejszą zapaść rynku, co dodatkowo przyczyni się do zwiększenia występujących problemów w sieciach niskiego napięcia.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
155.	Uwaga ogólna	Związek Banków Polskich	1. <u>Zmiana w nowelizacji Ustawy o odnawialnych źródłach energii (UOZE) systemu rozliczeń prosumentów korzystających z mikroinstalacji rozliczających się na zasadzie opustów.</u> Istniejący od połowy 2016 r. system opustów (net-metering w kWh) przyczynił się do bardzo szybkiego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych. Niestety sukces uwidocznił jednak duże niedostatki tego systemu z punktu widzenia równowagi interesów prosumentów z jednej strony, a operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz sprzedawców zobowiązanych z drugiej. Szukając kompromisu między skutecznym wspieraniem rozwoju prosumenckich instalacji OZE a interesami OSD i sprzedawców	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych

			zobowiązanych, z pełnym poszanowaniem jednolitych regulacji UE (które Państwo wdrażacie), proponujemy z dniem 1.01.2022 r.: 1) zamknąć możliwość wejścia do systemu opustów dla przedsiębiorców, którym – jako profesjonalistom w obrocie gospodarczym - pozostałaby tylko możliwość korzystania z nowych reguł (w tym usług agregatorów), 2) przejściowo, na okres do 31.12.2023r (w zgodzie z regulacjami UE), utrzymać dla konsumentów – równoległe z nowymi regułami - możliwość wejścia do systemu opustów dla beneficjentów tego systemu sprzed nowelizacji UOZE z 2019 r. (co do zasady osobom fizycznym), ograniczając jednak maksymalną wielkość instalacji prosumenckich korzystających z systemu opustów do 20 kW (co wystarczy do budowy instalacji PV z pompą ciepła). Proponowana przez nas zmiana umożliwi wdrożenie jednolitych regulacji UE, a z drugiej strony zminimalizuje szok dla rozwoju instalacji PV, zwłaszcza tych budowanych przez osoby fizyczne. Dodatkowy czas umożliwi podjęcie i rozwój działalności (i oferty) przez agregatorów i zminimalizuje ekspozycję osób fizycznych na „panikę” wywoływaną na rynku przez niektórych instalatorów instalacji PV. W przypadku podzielenia przez Pana Ministra naszej propozycji deklarujemy gotowość do eksperckiego udziału w wypracowaniu odpowiednich rozwiązań legislacyjnych.	innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
156.	Uwaga ogólna	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa	Kierunek proponowanych zmian w sposobie rozliczenia prosumentów i zwiększenie roli mechanizmów rynkowych należy ocenić pozytywnie, jednak tak radykalne zmiany wprowadzane w tak krótkim czasie należy poprzedzić dokładnymi analizami i ocenami skutków ich wprowadzenia. Z jednej strony wprowadzenie równych, rynkowych mechanizmów funkcjonowania dla wszystkich producentów energii w systemie, może przynieść pozytywne efekty w postaci obniżenia hurtowych cen energii elektrycznej. Zapropionowane zmiany dla prosumentów mogą również stworzyć motywację do inwestycji w magazyny energii, które mogą zwiększyć racjonalność zużycia energii poprzez jego dostosowanie do aktualnej sytuacji popytowo-podażowej w systemie oraz lokalnych warunków sieciowych. Większa świadomość i aktywizacja odbiorców końcowych jest niezmiernie ważna w długoterminowej transformacji sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Uelastycznienie popytu odbiorców końcowych, którzy	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych

			posiadają ku temu dziś niewykorzystywany potencjał, otwiera szansę na szersze wykorzystanie OZE w systemie bez konieczności ponoszenia nakładów na moce rezerwowe. Z drugiej jednak strony proponowane zmiany mogą drastycznie zmienić warunki inwestycji i spowodować załamanie rynku prosumenckiego i zablokowanie potencjału najmniejszych odbiorców w partycypacji w rozwoju tak bardzo potrzebnych zielonych mocy w polskim systemie. Skutki wprowadzenia zmian dla stopnia wykorzystania potencjału prosumentów nie zostały w projekcie wystarczająco szczegółowo przedstawione. Nowy sposób rozliczania prosumentów może prowadzić także do bardziej sprawiedliwej partycypacji poszczególnych grup odbiorców w ponoszeniu kosztów sieciowych, które generują oni dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Naszym zdaniem wskazane jest dążenie do ustalania kosztów sieciowych w sposób jak najbardziej zbliżony do faktycznych kosztów wykorzystania sieci generowanych przez danego odbiorcę końcowego. W tym celu należy jednak dokonać szczegółowych analiz wpływu prosumentów na sieć elektroenergetyczną i generowane koszty dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego oraz wpływu na koszty sieciowe ponoszone przez pozostałych odbiorców. Priorytetowym wyzwaniem jest transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Zaangażowanie prosumentów jest jednym z dostępnych działań i niezbędne, dlatego należy dążyć do zrównoważonego, stabilnego rozwoju rozproszonych jednostek wytwórczych w perspektywie średnioterminowej, z poszanowaniem pozostałych użytkowników systemu. Wprowadzanie jednak tak istotnych zmian dla prosumentów powinno zostać poprzedzone szczegółowymi, rzetelnymi analizami, tak aby zapewnić optymalne korzyści dla wszystkich użytkowników sieci.	innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
157.	Uwaga ogólna	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	a) Zmiana w nowelizacji UOZE systemu rozliczeń prosumentów korzystających z mikroinstalacji rozliczających się na zasadzie opustów: Istniejący od połowy 2016r system opustów (net-metering w kWh) przyczynił się do bardzo szybkiego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych. Niestety ten sukces uwidocznił jednak duże niedostatki tego systemu z punktu widzenia równowagi interesów prosumentów z	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały

		jednej strony, a operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz sprzedawców zobowiązanych z drugiej. Nierównowaga ta została dodatkowo pogłębiona rozszerzeniem, w nowelizacji UOZE dokonanej w 2019r. systemu opustów na przedsiębiorców. Do argumentacji za zmianą reguł rozliczania prosumenckich mikroinstalacji doszła dodatkowo konieczność wdrożenia jednolicie obowiązujących uregulowań obowiązujących w UE, na które wskazuje się w Uzasadnieniu do obecnej nowelizacji Prawa Energetycznego i UOZE. Szukając kompromisu między skutecznym wspieraniem rozwoju prosumenckich instalacji OZE a interesami OSD i sprzedawców zobowiązanych, z pełnym poszanowaniem jednolitych regulacji UE (które są wdrażane), proponujemy z dniem 1.01.2022r: 3) zamknąć możliwość wejścia do systemu opustów dla przedsiębiorców, którym – jako profesjonalistom w obrocie gospodarczym - pozostałaby tylko możliwość korzystania z nowych reguł (w tym usług agregatorów), 4) przejściowo, na okres do 31.12.2023r (w zgodzie z regulacjami UE), utrzymać – równolegle z nowymi regułami - możliwość wejścia do systemu opustów dla beneficjentów tego systemu sprzed nowelizacji UOZE z 2019r (co do zasady osobom fizycznym), ograniczając jednak maksymalną wielkość instalacji prosumenckich korzystających z systemu opustów do 20 kW (co wystarczy do budowy instalacji PV z pompą ciepła). Proponowana przez nas zmiana umożliwi wdrożenie jednolitych regulacji UE, a z drugiej strony zminimalizuje szok dla rozwoju instalacji PV, zwłaszcza tych budowanych przez osoby fizyczne. Dodatkowy czas umożliwi podjęcie i rozwój działalności (i oferty) przez agregatorów i zminimalizuje ekspozycję osób fizycznych na „panikę” wywoływaną na rynku przez niektórych instalatorów instalacji PV; b) prosument będzie mógł wytwarzać energię w mikroinstalacji nie tylko z OZE	wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			Art. 2 pkt. 1 dotyczy art. 2 pkt. 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana jest słuszna z punktu widzenia wspierania transformacji energetycznej (np. połączenie prosumenckiej instalacji OZE z lokalną kogeneracją gazową), jednak tym zapisem ustawodawca dopuszcza „mix” różnych energii niekoniecznie odnawialnych, co może rodzić problemy raportowe co do ilości energii odnawialnej i nieodnawialnej. Prosimy o rozważenie celowości uzupełnienia dokonywanej zmiany o przepisy ją operacjonalizujące we wspomnianym przez nas zakresie.	
158.	Uwaga szczegółowa - przepis przejściowy	GAZ-SYSTEM	Przepis przejściowy zapewnia dostosowanie do znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne przepisów wykonawczych. Propozycja przepisu: Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w [art. 1] zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w [art. 1], w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 3 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	Uwaga uwzględniona Wskazano 24 miesiące.

**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO
ENERGETYCZNE ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74) – cz. 2 – uwagi do jednostek redakcyjnych
projektu**

Lp.	Dotyczy przepisu	Autor uwagi	Treść uwagi	Odniesienie się do uwagi
161.	Art. 1 pkt 1 projektu ustawy w zakresie pkt 4 odnośnika ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Projektodawca wskazał, że przedłożony do konsultacji Projekt nowelizacji odnosi się do wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230). Fundacja zwraca uwagę, że wymieniona w Art. 1 ust. 1 pkt. 4 Projektu nowelizacji Dyrektywa została zmieniona przez Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, a tym samym utraciła obowiązującą moc prawną. Fundacja wskazuje na pilną potrzebę zmiany treści art. 1 ust. 1 pkt. 4 oraz dostosowania Projektu nowelizacji w zakresie, w którym wdraża on Dyrektywę 2018/2001 do zawartych w niej regulacji i wymogów przy jednoczesnym uwzględnieniu celu Dyrektywy 2018/2001 oraz zachowaniu spójności z celem Dyrektywy 2019/944. Fundacja podkreśla, że termin transpozycji Dyrektywy 2018/2001 do prawa krajowego ubiega w dniu 30 czerwca 2021 r. oraz wskazuje na potrzebę jak najszybszego wdrożenia jej przepisów do krajowego porządku prawnego w celu uniknięcia opóźnień w transpozycji. Art. 1 ust. 1 pkt. 4 powinien otrzymać brzmienie: “4) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, str. 82—209”	Uwaga uwzględniona
162.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Cena dynamiczna powinna dotyczyć również umów kompleksowych. Zapewni to równy	Uwaga uwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6c ustawy - Prawo energetyczne		dostęp odbiorców do produktów taryfowych w ramach różnych umów. Jest to szczególnie uzasadnione w przypadkach, gdy umowa kompleksowa stanowi jedyną dopuszczalną formę umowy dla danej grupy odbiorców końcowych. Dodatkowo proponuje się nieograniczanie zakresu rynków, z których ceny mogą być wykorzystywane w ramach kształtowania cen dynamicznych. Propozycja przepisu: 6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego lub dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943;	Definicja zmieniona	została
163.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6c ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energia	Celem umowy sprzedaży jest w każdym przypadku uregulowanie sposobu naliczenia cen za energię sprzedaną odbiorcy i w tym zakresie definicja umowy z ceną dynamiczną powinna precyzować istotę tej umowy. Dotychczasowa propozycja koncentrowała się na tym, że umowa ma odzwierciedlać wahania cen na rynku hurtowym, co biorąc pod uwagę, że to sposób rozliczania odbiorcy za zużytą energię jest od tych wahań uzależniony nie oddawało istoty odmienności między umową z ceną dynamiczną a umową standardową.	Uwaga uwzględniona Definicja zmieniona	została

			Propozycja przepisu: „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, w której cena energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego w poszczególnych przedziałach czasu uzależniona jest od wahań cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”	
164.	Art. 1 pkt 2 lit. a w zakresie dodawanego pkt 6c w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Definicja z dyrektywy powinna zostać skorygowana o umowę kompleksową stosowaną w Polsce: „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”.	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona

165.	Art. 1 pkt 2 lit. a w zakresie dodawanego pkt. 6c w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Definicja z dyrektywy powinna zostać skorygowana o umowę kompleksową stosowaną w Polsce. Obecne brzmienie projektowanego przepisu: „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”; Propozycja zmiany: „6c) umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej – umowę sprzedaży energii elektrycznej lub umowę kompleksową zawartą pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 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 14.6.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943”;	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona
166.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art.	Urząd Regulacji Energetyki	Zawarte w projektowanym art. 3 pkt 6d, 6e i 6f definicje agregacji, agregatora i niezależnego agregatora nie korespondują z brzmieniem art. 2 pkt 18 dyrektywy 2019/944, która nie przewiduje	Uwaga uwzględniona - zmieniono definicję agregacji,

	3 pkt 6d, 6e i 6f ustawy - Prawo energetyczne		prowadzenia przez agregatora działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. Zgodnie bowiem z definicją zawartą w dyrektywie, „agregacja” oznacza funkcję wykonywaną przez osobę fizyczną lub prawną, która łączy wiele obciążeń po stronie odbiorców lub wytworzoną energię elektryczną do celów sprzedaży, zakupu lub wystawienia na aukcji na jakimkolwiek rynku energii elektrycznej. Należy wskazać, że uprawnienie agregatora do prowadzenia obrotu energią elektryczną jest nadmiarowe. Jeśli agregator, oprócz usługi agregacji, zamierza prowadzić działalność w zakresie obrotu energią elektryczną to powinien podlegać regulacjom właściwym dla przedsiębiorstwa obrotu. Świadczenie usług agregacji powinno dotyczyć wyłącznie działalności na rzecz osób, które są stroną umowy o agregację w zakresie funkcji wskazanej w dyrektywie, natomiast prowadzenie działalności polegającej na obrocie energią lub innych działalności poza agregacją powinno być wyraźnie rozdzielone i nie wyłączone spod regulacji Prawa energetycznego. Należałoby szczegółowo opisać sposób prowadzenia rozliczeń za usługi świadczone przez agregatora na rzecz odbiorców i na rzecz operatora systemu oraz w zakresie wykonywania innych funkcji. Ponieważ agregator świadczy usługi w zakresie bezpieczeństwa systemu należy wypracować i określić szczególne wymagania jakie powinien spełniać taki podmiot. Należałoby się zastanowić, czy usługi agregacji świadczone przez agregatorów na rzecz operatora systemu lub na rzecz odbiorców końcowych nie powinny optymalizować kosztów ponoszonych dotychczas (przed zleceniem usług agregacji) przez operatora i odbiorcę końcowego energii.	- dodano delegację do rozporządzenia taryfowego w zakresie uwzględniania w taryfach rekompensat i sposobu rozliczania pomiędzy uczestnikami
167.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Proponowana definicja „agregacji” odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944	Uwaga uwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy Prawo energetyczne		Propozycja zmian: <i>agregacja – działalność wykonywana przez agregatora, polegająca na sumowaniu łączeniu wielkości mocy oraz albo energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.</i>	
168.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowana definicja agregacji odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944. Propozycja przepisu: <i>agregacja – działalność wykonywana przez agregatora, polegająca na ~~sumowaniu~~ łączeniu wielkości mocy ~~oraz~~ albo energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej (...)</i>	Uwaga uwzględniona
169.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się zmianę definicji „agregacja” stosownie do funkcji tej instytucji pełnionej na rynkach energii elektrycznej. Propozycja przepisu: 6d) agregacja – działalność polegająca na łączeniu potencjału odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi na rynkach energii elektrycznej	Uwaga nieuwzględnienia Propozycja zbyt ogólna.
170.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy	Towarzystwo Obrotu Energia	Punkt 6d wymaga doprecyzowania. Należy doprecyzować zapis o jaką moc chodzi: przyłączeniową, umowną? Ponadto zapis dotyczy sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią - jaki jest cel rozgraniczenie sprzedaży od obrotu? Zapis	Uwaga uwzględniona Definicja agregacji została zmieniona.

	Prawo energetyczne		wymaga dopracowania w celu uniknięcia niejednoznaczności.	
171.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponowana definicja agregacji odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944 agregacja – działalność wykonywana przez agregatora , polegająca na ~~sumowaniu~~ łączeniu wielkości mocy ~~oraz~~ albo energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej (...)	Uwaga uwzględniona
172.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6d ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Definicja „agregacji” z Projektu odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944, proponuje się zatem jej modyfikację. Propozycja zmian: <i>6d) agregacja – działalność wykonywana przez agregatora, polegająca na ~~sumowaniu~~ łączeniu wielkości mocy ~~oraz~~ lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej</i>	Uwaga uwzględniona
173.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Proponowana definicja „niezależny agregator” odbiega od definicji z Dyrektywy 2019/944 Propozycja zmian: <i>niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji</i>	Uwaga uwzględniona
174.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowana definicja niezależnego agregatora odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944.	Uwaga uwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy Prawo energetyczne		Propozycja zmian: <i>niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy ~~będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji~~</i>	
175.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponowana definicja niezależnego agregatora odbiega od definicji z dyrektywy 2019/944 niezależny agregator – agregator niepowiązany ze sprzedawcą energii elektrycznej odbiorcy ~~będącego stroną umowy o świadczenie usług agregacji~~	Uwaga uwzględniona
176.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 6f ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	Zaproponowana definicja „niezależnego agregatora” nie definiuje pojęcia powiązania/niepowiązania, co jest istotne dla jasnego określenia tej kategorii przedsiębiorstw energetycznych np. w oparciu o definicję wynikającą z prawa podatkowego	Uwaga uwzględniona.
177.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	Definicja magazynu energii elektrycznej Postulujemy o wykreślenie z projektu ustawy. Definicja jest powielona z definicją zawartą w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP e dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona.
178.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapis o treści zaproponowanej w pkt 10k) niniejszej ustawy został wprowadzony w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. Proponujemy usunięcie pkt 10k) z niniejszej ustawy	Uwaga uwzględniona
179.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy -	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Definicja magazynu energii elektrycznej o tej samej treści została już wprowadzona w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.	Uwaga uwzględniona

	Prawo energetyczne		U. z 2021 r. poz. 716, 868.; dalej „ustawa z dnia 20 maja 2021 r.”).	
180.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Definicja magazynu energii elektrycznej Definicja jest powielona z definicją zawartą w niedawno uchwalonej ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Uwaga uwzględniona
181.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Definicja magazynu energii elektrycznej o tej samej treści została już wprowadzona w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868.; dalej „ustawa z dnia 20 maja 2021 r.”)	Uwaga uwzględniona
182.	Art. 1 pkt 2 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 11ba w art. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT)	<i>11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;”</i> <u>Treść uwagi:</u> Skoro wprowadzamy magazyn w pełni zintegrowany z siecią a nie może on służyć ani do bilansowania ani do zarządzania ograniczeniami sieciowymi to do czego konkretnie miałby on służyć? Mamy wątpliwości co do prawidłowości sformułowania tego punktu. Naszym zdaniem powinno się tutaj wyraźnie dopisać do czego ten magazyn zintegrowany z siecią może służyć – na przykład tak jak w propozycji obok: Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono) „11ba w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym	Uwaga uwzględniona.

			magazyn energii elektrycznej, który jest wykorzystywany wyłącznie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na przykład do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i technicznego bilansowania lokalnego i nie służy do <i>bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami</i>	
183.	Art. 1 pkt 2 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11ba ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Strona 4, punkt e) o treści „po pkt 11b dodaje się pkt 11ba w brzmieniu: „11ba) w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi;” – Skoro wprowadzamy magazyn w pełni zintegrowany z siecią a nie może on służyć ani do bilansowania ani do zarządzania ograniczeniami sieciowymi to do czego konkretnie miałby on służyć ? Mamy wątpliwości co do prawidłowości sformułowania tego punktu. Naszym zdaniem powinno się tutaj wyraźnie dopisać do czego ten magazyn zintegrowany z siecią może służyć – na przykład tak jak w propozycji obok: Proponujemy brzmienie „ ... w pełni zintegrowany element sieci – urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na przykład do zapewnienia ciągłości zasilania, zapewnienia parametrów jakościowych energii elektrycznej i	Uwaga uwzględniona.

			technicznego bilansowania lokalnego i nie służy do.....”	
184.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne	Grupa Azoty	Zmiana w zakresie definicji linii bezpośredniej, która ma za zadanie implementację definicji z dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”) naszym zdaniem budzi poważne wątpliwości przy wykładni przepisu zawierającego zmienioną definicję i należy uznać, że jest to nieprawidłowa implementacja dyrektywy 2019/944, która dodatkowo może powodować skutki odmienne od zakładanych dla projektu. Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych. Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców. Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania. Biorąc pod uwagę powyższe, zaproponowana zmiana definicji linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej nie wprowadzić żadnych zmian. Co więcej, usunięcie z definicji pojęcia „przedsiębiorstwo energetyczne” nie tylko nie spowoduje zmniejszenia obciążeń regulacyjnych i rozwoju energetyki rozproszonej, ale może spowodować objęcie definicją linii bezpośredniej także autoprodukcji energii elektrycznej (wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej na potrzeby własne) i w zasadzie każdą wewnętrzną linię elektroenergetyczną łączną instalację wytwarzającą energię elektryczną z przedsiębiorcą (odbiorcą), która znajduje się na obszarze np. zakładu przemysłowego. W takim przypadku, do budowy jakiegokolwiek linii elektroenergetycznej niezbędna będzie zgoda Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. To drastycznie podniesie koszty takich inwestycji i uczyni je nieekonomicznymi, pogarszając, a nie poprawiając zgodnie z treścią uzasadnienia projektu, obecną sytuację w tym względzie.	

			Rodzaj linii bezpośredniej, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej mówi o linii elektroenergetycznej łączącej wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy). O ile bowiem, przedsiębiorstwo (odbiorca) może wykorzystywać linię bezpośrednią dla pokrycia własnego zapotrzebowania, a nie do sprzedaży energii elektrycznej, to nie oznacza to, że ta energia elektryczna ma być wyprodukowana przez tego przedsiębiorcę (ten podmiot) np. w jego własnej instalacji. Konstrukcja linii bezpośredniej przyjęta w dyrektywie rynkowej zakłada dostarczanie energii elektrycznej linią bezpośrednią przez wytwórcę do przedsiębiorstwa (odbiorcy). Czyli ten typ linii bezpośredniej łączy dwa podmioty – wytwórcę i przedsiębiorcę (odbiorcę). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem (odbiorcą), bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii	

			bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. Ponadto, należy wskazać, że zarówno aktualna jak i zmieniona definicja linii bezpośredniej zawiera niezdefiniowane ustawowo pojęcie „jednostki wytwarzania energii elektrycznej”. Propozycja zmiany: 11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.	
185.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, zdaniem KGHM budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej zdaniem KGHM byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”). Powyższe wnioski płyną z następującej analizy:	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych. Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców. Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać	

			wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania. Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połączenie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy	

			dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, zdaniem KGHM, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. Propozycja przepisu: <i>11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i>	
186.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”). Powyższe wnioski płyną z następującej analizy: Zgodnie z art. 3 pkt 11f aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: <i>linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub <u>linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.</u></i> Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej <i>linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i> Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców. Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie	

			wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania. Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połączenie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z	

			przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. <i>11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i>	
187.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej naszym zdaniem byłoby	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”). Powyższe wnioski płyną z następującej analizy: Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: <i>linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub <u>linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.</u></i> Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej <i>linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z <u>przedsiębiorstwem</u> dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i> Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona	

			<i>wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.</i> Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połączenie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca <u>wytwórcę z przedsiębiorstwem</u> dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O	

			ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. Propozycja przepisu: <i>11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i>	
188.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, zdaniem FOEEiG budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej zdaniem FOEEiG byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy - Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”). Powyższe wnioski płyną z następującej analizy: Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: <i>linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub <u>linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.</u></i> Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej <i>linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną <u>łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</u></i> Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną <u>łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.</u> Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do	

			<i>podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania.</i> Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połączenie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca <u>wytwórcę z przedsiębiorstwem</u> dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy).	

			Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, zdaniem FOEEiG, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. Propozycja przepisu: <i>11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i>	
189.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Przedstawiona w projekcie definicja linii bezpośredniej, naszym zdaniem budzi poważne wątpliwości interpretacyjne. Wykładnia	Uwaga nieaktualna

	pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne		zmienionej definicji może prowadzić do wniosku, że pojęcie linii bezpośredniej ma objąć również układy autoprodukcyjne (tj. wewnętrzne połączenia generatorów i odbiorników energii należących do jednego podmiotu). Nadanie takiego znaczenia linii bezpośredniej naszym zdaniem byłoby sprzeczne zarówno z celem ustawy Prawo energetyczne, która reguluje (art. 1) działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (a nie działalność autoproducentów) jak i stanowiło nieprawidłową implementację dyrektywy 2019/944 („dyrektywa rynkowa”). Powyższe wnioski płyną z następującej analizy: Zgodnie z art. 3 pkt 11f) aktualnie obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne: <i>linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub <u>linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.</u></i> Natomiast zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej <i>linia bezpośrednia oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną <u>łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem</u> dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i> Zgodnie z propozycją zmiany definicji linii bezpośredniej, linia bezpośrednia to linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.</i> Jak wskazano w uzasadnieniu projektu, zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz odawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania. Powyższe uzasadnienie, a także fakt, iż w nowej definicji zrezygnowano z odwołania do „przedsiębiorstwa energetycznego” (a więc podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią) może skutkować uznawaniem za linię bezpośrednią każdej wewnętrznej linii elektroenergetycznej łączącej instalację wytwarzającą energię elektryczną z instalacją odbiorczą, nawet jeśli instalacje te należą do jednego podmiotu (i znajdują się na obszarze jednego zakładu przemysłowego). W konsekwencji każde takie połączenie byłoby poddane kontroli regulacyjnej Prezesa URE, co byłoby zupełną odwrotnością celu, który przyświeca dyrektywie rynkowej. Linią bezpośrednią, o której mowa w art. 2 pkt 41	

			dyrektywy rynkowej jest bowiem linia elektroenergetyczna łącząca <u>wytwórcę z przedsiębiorstwem</u> dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Co do zasady, taka konstrukcja linii bezpośredniej zakłada uczestnictwo w procesie dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią dwóch podmiotów: wytwórcy i przedsiębiorstwa (odbiorcy). Linia bezpośrednia, zgodnie z dyrektywą, nie łączy jednostki wytwarzania z przedsiębiorstwem, bowiem w definicji linii bezpośredniej przyjętej w dyrektywie przyjęto model podmiotowy (linia bezpośrednia łączy dwa podmioty, a nie instalację – jednostkę wytwarzania z podmiotem). Propozycja zmiany linii bezpośredniej zawarta w projekcie, naszym zdaniem, jest niezgodna z dyrektywą rynkową. O ile bowiem, państwo członkowskie nie jest zobowiązane do literalnego implementowania przepisów, w tym definicji, dyrektyw do prawa krajowego, to jest związane rezultatem (celem/skutkiem), jaki dana regulacja ma spełniać. W tym przypadku, cel zakładany przez dyrektywę rynkową w zakresie roli linii bezpośrednich w decentralizacji systemów energetycznych i rozwoju energetyki rozproszonej nie będzie osiągnięty. Ponadto, błędna implementacja dyrektywy może być zakwalifikowana m.in. jako uchybienie zobowiązaniom państwa członkowskiego i naruszenie prawa UE. Propozycja przepisu: <i>11f) linia bezpośrednia - linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej</i>	

			<i>bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.</i>	
190.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości. Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Odmienne kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej i wydzielonej jednostki budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.	
191.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy -	KGHM Polska Miedź	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii

	Prawo energetyczne – dodanie art. 3 pkt 11fa		wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości. Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Propozycja przepisu: Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: <i>wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu</i>	bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.</i>	
192.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne – po pkt 11f dodać 11fa	Grupa Azoty	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości. Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej i wydzielonej jednostki budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Propozycja treści przepisu: Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: <i>wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.</i>	
193.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii

	Prawo energetyczne – po pkt 11f dodać 11fa		wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie pełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości. Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACA 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Propozycja treści przepisu: Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem	bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.</i>	
194.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Przepis jest niejasny. Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obróć energią, dystrybucja energii elektrycznej art.). Ponadto proponujemy zastąpić sformułowanie „...lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem...” słowami „...lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z instalacją lub siecią przedsiębiorstwa... „	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
195.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Definicja linii bezpośredniej (LB): Wyłączenie linii bezpośredniej z definicji sieci dystrybucyjnej jest wg nas uzasadnione (brak działalności dystrybucyjnej/wymogów koncesyjnych/brak opłat za dystrybucję). Niemniej jednak nie jest jasny status przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną. W sytuacji, w której pozwolenie na budowę LB zostanie uzyskane przez wytwórcę, przedsiębiorstwo dostarczające energię elektryczną nie będzie zarządzać linią bezpośrednią (propozycja art. 7a), a jeżeli za pomocą LB zasilane będą wyłącznie własne obiekty przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną podmiot taki będzie de facto	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			odbiorcą końcowym. Definicja powinna definitywnie przesądzać, że taka sytuacja jest dopuszczalna, nawet w sytuacji, gdy jednostka wytwórcza nie jest jednostką wydzieloną.	
196.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obróć energią, dystrybucja energii elektrycznej itd.).	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
197.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zamiast pojęcia „przedsiębiorstwa dostarczającego energię elektryczną” proponujemy odwołanie się do rodzajów działalności w sektorze energetycznym określonym ustawą (obróć energią, dystrybucja energii elektrycznej itd.)	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
198.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy – propozycja dodania pkt 11fa w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości. Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to,	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Propozycja przepisu: Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.	
199.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się przyjęcie definicji linii bezpośredniej w brzmieniu wynikającym z dyrektywy 2019/944. Propozycja zawarta w projekcie stanowi: „11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej <u>bezpośrednio z odbiorcą</u> lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców;”. Powyższa propozycja definicji ma charakter rozszerzający, bowiem w pierwszej części definicji dyrektywa ogranicza możliwość zastosowania linii bezpośredniej jedynie do wydzielonych wytwórców i wydzielonych odbiorców, a więc do tzw. pracy wyspowej (brak zasilania z systemu elektroenergetycznego), natomiast proponowana zmiana definicji w Prawie energetycznym powoduje, że każdy odbiorca - także ten, który nie jest zaopatrywany w energię elektryczną w ramach pracy wyspowej, a więc podmiot przyłączony do sieci elektroenergetycznej - może korzystać z linii bezpośredniej. Będzie to powodowało problemy interpretacyjne przy rozstrzyganiu spraw związanych z wnioskami o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej. Takie brzmienie definicji będzie prowadzić również do obejścia przepisów w szczególności z uwagi na propozycję dodania w art. 7a ust. 3b, dającego możliwość wybudowania linii bezpośredniej bez wymogu uprzedniej zgody Prezesa URE w przypadku, gdy odbiorca nie jest przyłączony do sieci. Przepis ten nie przewiduje regulacji na wypadek przyłączenia się takiego odbiorcy do sieci już po wybudowaniu linii bezpośredniej. Może to spowodować, że nowobudowane obiekty zostaną zasilone w początkowym okresie linią bezpośrednią i będą z niej korzystały, mimo, że złożyły wniosek o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci i umowa taka zostanie wykonana. Będzie to prowadziło do zwiększenia ilości energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych, nie objętej obowiązkami związanymi z utrzymaniem sieci, z której będą	

			korzystać. Dodatkowo pozostali odbiorcy nie korzystający z linii bezpośrednich poniosą dodatkowe koszty przyłączenia do sieci obiektów zasilanych tak z linii bezpośredniej jak i z sieci elektroenergetycznej, co najmniej w części dotyczącej rozbudowy sieci (opłaty za przyłączenie do sieci są kalkulowane wyłącznie w oparciu o koszty budowy przyłącza bez rozbudowy sieci). Zatem skutkiem zmniejszania się ilości podmiotów przyłączanych wyłącznie do sieci elektroenergetycznej będzie wzrost opłat dystrybucyjnych dla pozostałych odbiorców, co jest szczególnie niepożądane w warunkach gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej (wzrost średniomiesięcznych cen w kontraktach terminowych na 2022 r. z najniższego poziomu w 2020 roku – ok. 240 zł/MWh do poziomu 342 zł/MWh w maju 2021 r.). Propozycja przepisu: „11f) linia bezpośrednia – linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z wydzielonym odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców”.	
200.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 3 ustawy – Prawo energetyczne – propozycja dodania pkt 11fa	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Pomimo wskazania w uzasadnieniu projektu, że definicja linii bezpośredniej w praktyce regulacyjnej budzi wątpliwości zabrakło przepisu dodającego definicję wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które te wątpliwości by likwidowała oraz byłyby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Definicja linii bezpośredniej wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, np. w przypadku umów bezpośredniej sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (model PPA), graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. W związku z powyższym doprecyzowanie przepisów w tym zakresie jest niezbędne. Dodanie art. 3 pkt 11fa) w brzmieniu: wydzielona jednostka wytwarzania energii elektrycznej - jednostka, z której cała wytworzona energia elektryczna, z pominięciem systemu elektroenergetycznego, dostarczana jest bezpośrednio do co najmniej jednego odbiorcy końcowego w tym także instalacji odbiorcy przyłączonej do systemu elektroenergetycznego jeżeli przyłączenie to nie jest przeznaczone do wyprowadzenia mocy z tej jednostki.	

201.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego usługi elastyczności, które mają jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności. Proponujemy następujące uzupełnienie pkt 11i): „instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru <i>lub świadczenie usługi elastyczności;</i>”	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji.
202.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi jn.: „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot.

	Prawo energetyczne		mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i ...);”, Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. i usunięcie pkt 11i) z niniejszej ustawy	odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji
203.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi: „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i ...);”. Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. Definicja instalacji zarządzania popytem wskazana w niniejszej ustawie zawęża typ podmiotu, którego	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy

			ma dotyczyć jedynie do odbiorcy końcowego, a nie obejmuje podmiotów innych, które zużywają energię elektryczną dla innych potrzeb, np. wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, ładowania, itp.	jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji
204.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Definicja instalacji zarządzania popytem została zmieniona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi: „11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234 i ...);” Proponujemy pozostawienie definicji wskazanej w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. Definicja instalacji zarządzania popytem w projektowanym brzmieniu zawęży krąg podmiotów, których ma dotyczyć jedynie do odbiorcy końcowego, a nie obejmuje podmiotów innych, które zużywają energię elektryczną dla innych potrzeb, np. wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, ładowania, itp.	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów

				merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji
205.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne		Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego umożliwiające usługi elastyczności, które mają jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności. Propozycja przepisu: <i>g) 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub świadczenie usługi elastyczności.</i>	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia

				umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji
206.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego umożliwiające usługi elastyczności, które mają jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności. Propozycja przepisu: <i>g) 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub świadczenie usługi elastyczności.</i>	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji

207.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 11i ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Niepotrzebne jest ograniczenie wyłącznie do odbiorcy końcowego – zarządzanie popytem ma też uzasadnienie do stosowania u odbiorców niebędących odbiorcami końcowymi. Proponujemy wykreślenie wyrazu „końcowego”. Proponujemy: <i>„11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru;”.</i> 1. Definicja instalacji zarządzania popytem powinna obejmować również instalacje odbiorcy końcowego usługi elastyczności, które mają jeszcze istotniejsze znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Brak opłaty przyłączeniowej dla takich instalacji może ułatwiać np. budowę przez odbiorców magazynów energii, dzięki którym odbiorcy będą mogli świadczyć usługi elastyczności. Proponujemy następujące uzupełnienie: <i>Art. 11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru lub świadczenie usługi elastyczności;</i>	Uwaga uwzględniona Proponowana definicja w UC74 jest znacznie węższa, gdyż dot. odbiorcy końcowego. Ponadto, dyrektywa 944/2019 w odpowiedzi odbioru nawiązuje do mechanizmów rynkowych, zaś w ustawie o rynku mocy jest mowa o swoistym sterowaniu przez OSD/P. W takim też kontekście używa się raczej tej df w obowiązującym uPE. W UC74 brak jest przepisów merytorycznych wykorzystujących definicję instalacji zarządzania popytem w rozumieniu instalacji odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają odpowiedź odbioru (lub świadczenie usługi elastyczności). W projekcie ustawy zaproponowano połączenie tych definicji
208.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych. W celu zachowania terminologii dotyczącej odbiorców energii, wyraz „poboru” należy zastąpić wyrazem „zużycia”. W definicji art. 2 pkt 20 dyrektywy 2019/944 też jest mowa o zużyciu.	Uwaga uwzględniona

209.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych. W celu zachowania terminologii dotyczącej odbiorców energii, wyraz „poboru” należy zastąpić wyrazem „zużycia”. W definicji art. 2 pkt 20 dyrektywy 2019/944 też jest mowa o zużyciu.	Uwaga uwzględniona
210.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Odpowiedź odbioru dotyczy odbiorców końcowych. Proponuje się: Zastąpić wyraz „poboru” wyrazem „zużycia”	Uwaga uwzględniona
211.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Zmiana stylistyczna – dotychczasowe brzmienie sugeruje, iż odbiorcy muszą działać w grupie. Zmieniono odwołanie do rynku zorganizowanego oraz dodano możliwość rozliczenia po cenie ofertowej. Propozycja przepisu: 11j) odpowiedź odbioru – zmianę poboru energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie albo w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynkach energii elektrycznej lub określonej w ofercie;	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona
212.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11j ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponujemy wykreślenie wyrazów „końcowych” i „końcowego”. Proponujemy: <i>„11j) odpowiedź odbioru – zmianę poboru energii elektrycznej odbiorców ~~końcowych~~ w stosunku do ich zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały</i>	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa w definicji odpowiedzi odbioru

			rynkowe, w tym w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, lub w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, złożonej indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia poboru po cenie obowiązującej na rynku zorganizowanym, o którym mowa w art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z 18.12.2014, s. 121);”.	powołuje się na odbiorców końcowych
213.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Uzasadnienie zostało przedstawione w uwadze ogólnej nr 8. Propozycja: Pkt 11k) skreśla się.	Uwaga nieuwzględniona. Dodanie definicji usług elastyczności ma na celu określenie na szczeblu ustawy ram działania, które zostaną następnie doprecyzowane w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dzięki wprowadzeniu definicji legalnej zmniejszy się ryzyko prawne oraz regulacyjne po stronie uczestników rynku, którzy będą zainteresowani

				świadczeniem usług elastyczności.
214.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wyjaśnienia wymaga, czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe. Warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego. Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego. Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawanie części zasobów, które wpływają na bilansowanie, poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB. Propozycja zmian: 11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie, z wyłączeniem bilansowania.	Uwaga nieuwzględniona. Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej. Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne.
215.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Wyjaśnienia wymaga, czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe. Warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu	Uwaga nieuwzględniona. Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być

	Prawo energetyczne		dystrybucyjnego. Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego. Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawianie części zasobów, które wpływają na bilansowanie, poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB. Propozycja zmian: 11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie, z wyłączeniem bilansowania.	przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej. Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne.
216.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Czy ograniczenie świadczenia usług elastyczności wyłącznie na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego było celowe? Czy nie warto rozważyć zaproponowanie ogólniejszej definicji usługi elastyczności, bez wskazywania w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego? Dałoby to w przyszłości możliwość zakupu tego typu usług przez operatora systemu przesyłowego. Konieczne jest także przesądzenie relacji pomiędzy usługami elastyczności a usługami systemowymi. O ile usługi elastyczności powinny odnosić się do usuwania ograniczeń w ramach systemu ~~dystrybucyjnego~~, to nie mogą one wpływać na bilans mocy w KSE oraz na	Uwaga nieuwzględniona. Usługi elastyczności, zgodnie z założeniem projektodawcy, mają być przede wszystkim usługami świadczonymi w ramach sieci niskich napięć, których głównym celem będzie zapewnienie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz niezawodności

			kształtowanie cen na rynku bilansującym, w ramach którego powinien powstawać jeden stos cenowy (jeden wspólny stos dla danego typu usługi). Pozostawianie części zasobów, które wpływają na bilansowanie poza strukturą rynku bilansującego powodowałoby zaburzenia kształtowania cen na RB. Propozycja przepisów: 11k) usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu ~~dystrybucyjnego~~ elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie, z wyłączeniem bilansowania	dostaw energii elektrycznej. Nie ma również potrzeby wykluczać bilansowania w sposób bezpośredni z definicji usług elastyczności, albowiem oba pojęcia są zdefiniowane na gruncie ustawy – Prawo energetyczne.
217.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	W projekcie ustawy wskazano następującą definicję usług elastyczności: „Usługa elastyczności – usługa świadczona przez użytkowników systemu lub agregatorów na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju jego systemu, w tym zarządzania ograniczeniami systemowymi w tym systemie;”. Powinien zostać opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w stosowaniu usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej.	Uwaga uwzględniona Katalog usług elastyczności zostanie opracowany oraz wprowadzony w tekście rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w <i>sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.</i>
218.	Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy	PTPiREE	Zbędne dopisanie w punkcie d) „lub odpowiedzi odbioru”. Odpowiedź odbioru, zgodnie z definicją, dotyczy odbiorców końcowych a nie podmiotów prowadzących działalność	Uwaga uwzględniona

	Prawo energetyczne		gospodarczą czyli przedsiębiorstw energetycznych. Zawiera się w agregacji. Proponuje się zmianę przepisu, jak niżej: <i>12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:</i> <i>a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub</i> <i>b) przesyłania dwutlenku węgla, lub</i> <i>c) przeładunku paliw ciekłych, lub</i> <i>d) agregacji ~~lub odpowiedzi odbioru~~;</i>	
219.	Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Zbędne dopisanie w punkcie d) „lub odpowiedzi odbioru”. Odpowiedz odbioru, zgodnie z definicją, dotyczy odbiorców końcowych a nie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą czyli przedsiębiorstw energetycznych. Zawiera się w Agregacji. Propozycja zmian: Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: 12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub b) przesyłania dwutlenku węgla, lub c) przeładunku paliw ciekłych, lub d) agregacji lub odpowiedzi odbioru;	Uwaga uwzględniona
220.	Art. 1 pkt 2 lit. I projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 12 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Agregacja doprowadza ostatecznie do odpowiedzi odbioru. Ponadto co w sytuacji kiedy odbiorca końcowy sam dokonuje odpowiedzi odbioru? Musi mieć wówczas status przedsiębiorstwa energetycznego? Dlatego proponujemy usunięcie z pkt 12 „lub odpowiedzi odbioru”. Propozycja przepisu:	Uwaga uwzględniona

			12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub b) przesyłania dwutlenku węgla, lub c) przeładunku paliw ciekłych, lub d) agregacji,	
221.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Zaproponowana definicja odbiorcy aktywnego powoduje, że aby być uznanym za odbiorcę aktywnego wystarczającym jest zużywanie energii elektrycznej, bez konieczności realizowania innych wykazanych czynności, art. bez magazynowania energii bądź świadczenia usług elastyczności. Proponujemy zatem modyfikację definicji i nadanie jej brzmienia zgodne z Dyrektywą, tj. ujęcie, że odbiorca zużywa energię wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach. Proponuje się usunąć z definicji odbiorcy aktywnego lit. A) w brzmieniu „a) zużywa energię elektryczną, lub” oraz odpowiednio zmienić numerację pozostałych liter. Stąd proponujemy następującą definicję odbiorcy aktywnego: <i>„13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> <i>a) zużywa energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> <i>b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> <i>c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> <i>d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub</i> <i>e) świadczy usługi systemowe, lub</i> <i>f) świadczy usługi elastyczności</i>	Uwaga uwzględniona Zmieniono definicję

			- pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz.U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);”.	
222.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Doprecyzowanie pkt a) zgodnie z definicją z dyrektywy 2019/944. W tej definicji zużycie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej przez odbiorcę aktywnego, a nie pobranej z sieci. Inaczej każdy odbiorca końcowy byłby z założenia odbiorcą aktywnym, a nie o taka aktywność chodzi. Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który: a) zużywa energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub	Uwaga uwzględniona
223.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dot. rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy. Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu. W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu.	Uwaga uwzględniona

			Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> a) <i>zużywa energię elektryczną, lub</i> b) <i>magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> c) <i>sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> d) <i>realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub</i> e) <i>świadczy usługi systemowe, lub</i> f) <i>świadczy usługi elastyczności</i> <i>- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);</i>	
224.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy. Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu. W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest	Uwaga uwzględniona

			dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu. Propozycja przepisu: <i>Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie:</i> <i>odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> <i>a) zużywa energię elektryczną, lub</i> <i>b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> <i>c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> <i>d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub</i> <i>e) świadczy usługi systemowe, lub</i> <i>f) świadczy usługi elastyczności</i> <i>- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);</i>	
225.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy. Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma	Uwaga uwzględniona

			wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu. W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu. Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> a. <i>zużywa energię elektryczną, lub</i> b. <i>magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> c. <i>sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> d. <i>realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub</i> e. <i>świadczy usługi systemowe, lub</i> f. <i>świadczy usługi elastyczności</i> <i>- pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);</i>	
226.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dot. rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile	Uwaga uwzględniona

			działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy. Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu. W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu. Propozycja przepisu: Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> <i>zużywa energię elektryczną, lub</i> <i>magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> <i>sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> <i>realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub</i> <i>świadczy usługi systemowe, lub</i> <i>świadczy usługi elastyczności</i> - pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią ~~to~~ przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca	

			1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);	
227.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Zaproponowana zmiana ma charakter precyzujący. Jej celem jest wyjaśnienie wątpliwości dotyczących rodzajów działalności gospodarczej, wykonywanej przez odbiorców aktywnych, których wykonywanie uniemożliwia korzystanie ze statusu odbiorcy aktywnego – o ile działalność ta stanowi przedmiot podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy. Wątpliwości opierają się na fakcie, iż wśród działalności sklasyfikowanych w ramach Polskiej Klasyfikacji Działalności nie ma wymienionego „zużycia energii elektrycznej”, co sugerowałoby pierwotne brzmienie przedmiotowego projektu. W celu wyeliminowania potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest dokonanie korekty brzmienia przedmiotowego przepisu. Zmienia się art. 3 pkt 13e i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:</i> <i>g) zużywa energię elektryczną, lub</i> <i>h) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub</i> <i>i) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub</i> <i>j) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja</i>	Uwaga uwzględniona

			2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub k) świadczy usługi systemowe, lub l) świadczy usługi elastyczności - pod warunkiem, że działalności wskazane w lit. B – f nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);	
228.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy – Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię „wytworzoną na swoim terenie”, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma tytuł własności. Jeśli tak, to stanowi to znaczne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczystość użytkowane. Wydaje się, że jest to kalka językowa z dyrektywy 2019/944, która nie do końca oddaje intencję ustawodawcy – kluczowa jest własność instalacji magazynowania, a nie gruntu, na którym ona stoi. Ponadto, dyrektywa 2019/944 wprost pozostawia państwu członkowskiemu dowolność w tym zakresie.	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje.
229.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię wytworzoną na swoim terenie, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma prawo własności. Jeśli tak, to stanowi to ogromne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczystość użytkowane.	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje.
			Proponujemy zmianę sformułowania „swoim terenie” na „terenie, którym dysponuje”.	

230.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Definicja odbiorcy aktywnego obejmuje art. odbiorcę magazynującego energię „wytworzoną na swoim terenie”, przy czym nie jest jasne, czy oznacza to jedynie obszar, do którego odbiorca ma tytuł własności. Jeśli tak, to stanowi to znaczne ograniczenie, ponieważ część odbiorców może do posadowienia instalacji wytwarzających energię wykorzystywać grunty dzierżawione lub wieczystie użytkowane. Wydaje się, że jest to kalka językowa z dyrektywy 2019/944, która nie do końca oddaje intencję ustawodawcy – kluczowa jest własność instalacji magazynowania, a nie gruntu, na którym ona stoi. Ponadto, dyrektywa 2019/944 wprost pozostawia państwu członkowskiemu dowolność w tym zakresie.	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona - należy przez to rozumieć tytuł do samej instalacji, nie terenu na którym się znajduje.
231.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Zmiana definicji ma na celu jej dostosowanie do brzmienia definicji „odbiorca aktywny” z dyrektywy 2019/944. Dotychczasowe brzemienie uznawało za odbiorcę aktywnego każdego odbiorcę (gdyż odbiorcą aktywnym byłby odbiorca zużywający energię elektryczną). Pozostałe zmiany ujednolicają stosowaną terminologię oraz odzwierciedlają uwagę ogólną dotyczącą usług elastyczności. Propozycja przepisu: 13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie odbiorców końcowych, który zużywa energię elektryczną i jednocześnie: a) magazynuje energię elektryczną wytworzoną przez własną jednostkę wytwórczą zlokalizowaną na jego nieruchomości, lub b) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnej jednostce wytwórczej energii elektrycznej, lub c) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub	Uwaga uwzględniona. Zmieniono brzmienie definicji

			d) świadczy usługi systemowe, lub e) świadczy usługi zarządzania ograniczeniami sieciowymi - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);	
232.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Jest: „13e) odbiorca aktywny – odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który: a) zużywa energię elektryczną, lub b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);”. Proponujemy wykreślenie wyrazu „końcowy”. Proponujemy: „13e) odbiorca aktywny – odbiorca ~~końcowy~~ działający indywidualnie lub w grupie, który: a) zużywa energię elektryczną, lub b) magazynuje energię elektryczną wytworzoną na swoim terenie o określonych granicach, lub	Uwaga uwzględniona. Zmieniono brzmienie definicji

			c) sprzedaje nadwyżkę wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej, lub d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468), lub e) świadczy usługi systemowe, lub f) świadczy usługi elastyczności - pod warunkiem, że nie stanowi to przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy, określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);”. 2. Proponujemy wykreślenie z definicji odbiorcy aktywnego podpunktu a) (zużywanie energii elektrycznej dotyczy z założenia każdego odbiorcy).	
233.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13e ustawy Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	W opinii Fundacji, przedstawiona w art. 13e Projektu nowelizacji definicja „odbiorcy aktywnego” ma charakter zawężający wobec definicji zawartej w Dyrektywie 2019/944. Mając na uwadze cel Dyrektywy 2019/944, Projektodawca powinien umożliwić odbiorcy aktywnemu na wytwarzanie energii elektrycznej zarówno na swoim terenie o określonych granicach, jak i na innym terenie, którego odbiorca aktywny nie jest właścicielem	Uwaga uwzględniona Definicja została zmieniona
234.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się doprecyzowanie definicji „obywatelskiej społeczności energetycznej” zgodnie z art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944, która przewiduje, że obywatelska społeczność energetyczna ma za główny cel zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność.	Uwaga uwzględniona

			Zaproponowana w projekcie definicja nie zawiera takiego wskazania, co wypacza ideę tej instytucji. Proponuje się też – w zgodzie z definicją zawartą w dyrektywie określić, czym jest „świadczenie innych usług”, o których mowa w projektowanym art. 3 pkt 13f lit. D. Proponowany zapis budzi wątpliwości polegające na braku pewności, czy świadczenie innych usług dotyczy rynku energii elektrycznej czy też innych rynków oraz, czy usługi te mają być świadczone na rzecz członków społeczności, czy „na zewnątrz”. Proponuje się również przeniesienie pkt e definicji („zużywaniem energii elektrycznej”) do pkt a, bowiem w obecnym brzmieniu definicji wystarczy zużywać energię, aby spełnić warunki obywatelskiej społeczności energetycznej.	
235.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Ostatni akapit w definicji obywatelskiej społeczności energetycznej, po wyliczeniu, jest niejasny. Proponujemy jego korektę: - z wykorzystaniem zdolności wytwórczych członków, udziałowców lub wspólników obywatelskiej społeczności energetycznej oraz urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych na obszarze jej działania. Pkt. 13f wymaga doprecyzowania czy spółdzielnie energetyczne i klastry należy traktować oddzielnie w stosunku do tych społeczności? Dyrektywa 2019/944 wskazuje w art. 2 pkt 11, że obywatelska społeczność energetyczna jest osobą prawną, a nie podmiotem posiadającym zdolność prawną.	Uwaga nieuwzględniona Usunięto część wspólną po wyliczeniu. Określenie ose jako osoby prawnej wynika z błędnego tłumaczenia tekstu dyrektywy. Spółdzielnie energetyczne i klastry są odrębnymi podmiotami.
236.	Art. 1 pkt 2 lit. J projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 13f ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Zmieniono szyk definicji celem jej ujednoliczenia oraz odzwierciedlono uwagę ogólną nr 8 dotyczącą usług elastyczności. Zużywanie energii elektrycznej nie może być samodzielną działalnością obywatelskiej	Uwaga uwzględniona. Usunięto z definicji lit. E.

	Prawo energetyczne		społeczności energetycznej – wtedy dowolny podmiot mógłby nią zostać. Propozycja przepisu: 13f) obywatelska społeczność energetyczna – podmiot posiadający zdolność prawną, opierający się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, który może zajmować się: a) w odniesieniu do energii elektrycznej: - wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, lub - dystrybucją, lub - obrotem, lub - agregacją, lub - magazynowaniem, lub b) realizowaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, lub c) świadczeniem usług ładowania pojazdów elektrycznych, o których mowa w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110), lub d) świadczeniem innych usług, w tym usług systemowych lub usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi, - z wykorzystaniem zdolności wytwórczych jej członków, udziałowców lub wspólników oraz z wykorzystaniem urządzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych na obszarze swojego działania, mający za cel zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność;	
237.	Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub	Uwaga nieuwzględniona

	w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy Prawo energetyczne		dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii. Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu, usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej, uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora. Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6; dalej „kodeks EGBL”) oraz w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54; dalej „rozporządzenie 2019/943”. Proponujemy pozostawienie obecnie obowiązującej definicji bez zmian. Alternatywnie, proponujemy wprowadzenie następujących zmian do brzmienia zaproponowanej definicji: „bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewnia w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości	Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację Dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu. Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesieniu do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP. Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami. Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”.

			rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości; oraz wprowadzenie definicji: „techniczne bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”.	
238.	Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii; Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora. Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w kodeksie EGBL oraz w rozporządzeniu 2019/943. Propozycja zmian: Pozostawić obecnie obowiązującą definicję, lub dokonać następujących zmian: 1. Wprowadzić definicję „bilansowanie systemu” zgodną z definicją bilansowania w rozporządzeniu 2019/943, czyli: „bilansowanie	Uwaga nieuwzględniona Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu. Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesieniu do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP. Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami.

			systemu oznacza działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości;” 2. Wprowadzić definicję: „techniczne bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”.	Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”.
239.	Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Definicja obowiązująca 23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii. Zaproponowana w projekcie definicja w sposób diametralny zmienia rozumienie zagadnienia bilansowania systemu, usuwając element bilansowania technicznego realizowany z poziomu operatora sieci dystrybucyjnej, uniemożliwiając tym samym kontynuację działalności prowadzonej dotychczas przez tego operatora. Ponadto zaproponowana zmiana w kontekście operatora przesyłowego poszerza jego kompetencje ponad te, które wynikają z definicji „bilansowania” obowiązującej w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017	Uwaga nieuwzględniona Definicja zaproponowana w projekcie ma na celu implementację Dyrektywy 2019/944. Utrzymanie obowiązującej definicji nie spełnia tego celu. Zgodnie z IV pakietem legislacyjnym UE i kodeksami sieci pojęcie „bilansowanie” w odniesienie do energii elektrycznej jest pojęciem przypisanym wyłącznie do działalności OSP.

			r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6; dalej „kodeks EGBL”) oraz w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.6.2019, str. 54; dalej „rozporządzenie 2019/943”. Proponujemy pozostawienie obecnie obowiązującej definicji bez zmian. Alternatywnie, proponujemy wprowadzenie następujących zmian do brzmienia zaproponowanej definicji: „bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operator systemu przesyłowego zapewnia w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości; oraz wprowadzenie definicji: „techniczne bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii, celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej”.	Alternatywna propozycja wprowadza co najmniej niejednoznaczność z innymi wprowadzanymi definicjami. Propozycja zdefiniowania pojęcia „techniczne bilansowanie systemu” nie uwzględnia zakresu odpowiedzialności powierzonej OSP. Na gruncie przepisów unijnych wydaje się, że zakres przedmiotowy pasuje bardziej do pojęcia „zarządzania ograniczeniami”.
240.	Art. 1 pkt 2 lit. K projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 23a ustawy Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Należy uzupełnić definicję bilansowania systemu gazowego poprzez odwołanie (analogicznie jak w przypadku elektroenergetyki) do art. 3 pkt 2 rozporządzenia Komisji (UE) Nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych. Zgodnie z art. 3 pkt 2	Uwaga uwzględniona.

			rozporządzenia nr 312/2014: „działanie bilansujące” oznacza działanie podjęte przez operatora systemu przesyłowego w celu zmiany przepływów gazu do lub z sieci przesyłowej, z wyłączeniem działań, w których gaz nie jest rozliczony jako odebrany z systemu, i w których gaz jest zużywany przez operatora systemu przesyłowego na potrzeby technologiczne systemu. Wprowadzenie poprawki zlikwiduje wątpliwości interpretacyjne odnośnie relacji pomiędzy pojęciem „działań bilansujących” (rozporządzenie 312/2014) a pojęciem „bilansowania systemu” (ustawa – Prawo energetyczne). Propozycja przepisu: „23a) bilansowanie systemu – działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu: a) przesyłowego elektroenergetycznego w ramach świadczonych usług przesyłania, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, w tym bilansowanie, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943, b) przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe z dostawami tych paliw, w tym działanie bilansujące o którym mowa w art. 3 pkt 2 rozporządzenia 312/2014”.	
241.	Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23e ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Stosowany w Polsce model centralnego dysponowania oznacza, że grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii zasobów aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym ustalane są przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, który zgodnie z art. 2 pkt 19 uwzględnia granice bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, czyli	Uwaga uwzględniona.

			uwzględnia również zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. Dlatego proponuje się doprecyzowanie definicji usług systemowych i wskazanie, że chodzi o ograniczenia sieciowe aktywowane poza zintegrowanym procesem grafikowania. Propozycja przepisu: 23e) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania, o którym mowa w art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195;	
242.	Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23f ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy dodanie usługi niedotyczącej częstotliwości (g), „praca ze względów sieciowych”) – poprzednie punkty nie uwzględniają tej usługi.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga zbyt lakoniczna, przez co jest niezrozumiała. Według zgłaszającego każda praca jest podyktowana względami sieciowymi i nie należy tego specjalnie wyróżniać.
243.	Art. 1 pkt 2 lit. L projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 23f ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy dodanie usługi niedotyczącej częstotliwości (g), „praca ze względów sieciowych”) – poprzednie punkty nie uwzględniają tej usługi.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga zbyt lakoniczna, przez co jest niezrozumiała. Według zgłaszającego każda praca jest podyktowana względami sieciowymi i

				nie należy tego specjalnie wyróżniać.
244.	Art. 1 pkt 2 lit. N i o projekcie ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 40a oraz art. 3 pkt 41 i 42 ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Definicja rynku bilansującego została rozszerzona o odwołanie do rozporządzeń Komisji Europejskiej regulujących funkcjonowanie tego rynku, bilansowanie systemu wraz z zaznaczeniem, że w związku z tym, że w Polsce jest stosowany centralny model dysponowania, OSP na tym rynku prowadzi zintegrowany proces grafikowania. Ponadto wyszczególnione zostały podstawowe elementy, czyli bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto proponujemy usunięcie pojęcia „centralny mechanizm bilansowania handlowego”, gdyż zadania realizowane w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego będą realizowane na rynku bilansującym. Regulacje europejskie posługują się pojęciem „rynek bilansujący” i w tych regulacjach nie jest stosowane pojęcie „centralny mechanizm bilansowania handlowego”. Zatem definicja centralnego mechanizmu bilansowania handlowego będzie nadmiarowa w kontekście zastosowania definicji rynku bilansującego. Propozycja zmian w przepisach: 40a) rynek bilansujący energii elektrycznej – rynek, o którym mowa w art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, w ramach którego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego: a) nabywa usługi bilansujące świadczone przez dostawców usług bilansujących, o których mowa w art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia, b) prowadzi zintegrowany proces grafikowania, o którym mowa w art. 2 pkt 19 tego rozporządzenia, c) prowadzi bilansowanie systemu,	Uwaga uwzględniona.

			d) zarządza ograniczeniami systemowymi, e) prowadzi mechanizm bilansowania handlowego; pkt 41) skreśla się; 42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie – podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2019/943, uczestniczący w rynku bilansującym energii elektrycznej na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania zawartej z operatorem systemu przesyłowego;	
245.	Art. 1 pkt 2 lit. P projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponuje się definicję „rynków energii elektrycznej” rozszerzyć o „usługi elastyczności”. Propozycja zmian: <i>„44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;”</i>,	Uwaga uwzględniona. Definicja została zmieniona.
246.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy rozszerzyć definicję „rynków energii elektrycznej” o „usługi elastyczności”. Propozycja przepisu: <i>rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego</i>	Uwaga uwzględniona. Definicja została zmieniona.
247.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy rozszerzyć definicję „rynków energii elektrycznej” o „usługi elastyczności”.	Uwaga uwzględniona. Definicja została zmieniona.

	w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne		rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i, usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego	
248.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Definicję „rynków energii elektrycznej” rozszerzyć o „usługi elastyczności” Propozycja zmian: „44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i, usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;”,	Uwaga uwzględniona. Definicja została zmieniona.
249.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Czy w świetle definicji elastyczności i definicji agregacji nie należy rozszerzyć tej definicji o rynek usług elastyczności? Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: 44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi oraz usługami elastyczności w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego;	Uwaga uwzględniona. Definicja została zmieniona.
250.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 44b ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja przepisu dostosowuje definicję do pojęć używanych w polskim systemie prawnym: 44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i rynki prowadzone przez giełdy energii elektrycznej, na	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja znacząco rozszerza definicję rynków energii

	Prawo energetyczne		których dokonywany jest obrót energią, mocą, energią bilansującą i usługami systemowymi, w dowolnych przedziałach czasowych, w tym na rynkach terminowych, dnia następnego, dnia bieżącego i rynku bilansującego;	elektrycznej, wykraczając poza zakres przedmiotowy przewidziany w dyrektywie rynkowej. Definicja została zmieniona zgodnie z wcześniejszymi uwagami.
251.	Art. 1 pkt 2 lit. r projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projekt ustawy przewiduje zmianę definicji „uczestnika rynku” (która odnosiła do definicji zawartej w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii) poprzez odesłanie do definicji zawartej w rozporządzeniu 2019/943. Nowa, zaproponowana definicja pomija uczestnika rynku paliw gazowych oraz podmioty nieposiadające osobowości prawnej, którym ustawa przyznaje zdolność prawną, co nie wydaje się być zasadne	Uwaga uwzględniona
252.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Treść tej definicji powinna zostać zatem rozszerzona o energię cieplną.	Uwaga nieuwzględniona. Zaproponowana definicja uwzględnia inną postać energii
253.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Definicja magazynowania energii elektrycznej została zmieniona Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. i brzmi jn.: „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;”,	Uwaga nieuwzględniona. Zaproponowany w projekcie ustawy zabieg legislacyjny dokładnie odwzorowuje treść i intencje przepisów dyrektywy 2019/944

			Proponujemy w pkt 59 pozostawić definicję magazynowania energii elektrycznej wprowadzoną Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. a definicję magazynowania energii wprowadzić w pkt 59a.	
254.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Treść tej definicji powinna zostać zatem rozszerzona o energię cieplną. Propozycja przepisu: <i>„59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”</i>	Uwaga nieuwzględniona. Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu: „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”,
255.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Zaproponowana definicja magazynowania energii ogranicza się jedynie do energii elektrycznej i nie uwzględnia energii cieplnej, która również może być magazynowana. Dotychczas art. 59 dotyczył ogólnie energii, po	Uwaga nieuwzględniona.

	Prawo energetyczne		zmianie dotyczy tylko energii elektrycznej, pomimo że dodawany art. 59a jest dedykowany energii elektrycznej. Proponujemy pozostawić art. 59 w dotychczasowym brzmieniu,	Zaproponowana definicja uwzględnia inną postać energii
256.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Projekt wprowadza odrębne definicje <i>magazynowania energii</i> i <i>magazynowania energii elektrycznej</i> . Analiza obu definicji wskazuje, że w założeniu szersze pojęcie <i>magazynowania energii</i> w 100% pokrywa się z definicją <i>magazynowania energii elektrycznej</i> (druga część definicji, rozpoczynająca się od słów <i>lub przetworzenie (...)</i> jest taka sama jak w przypadku definicji <i>magazynowania energii elektrycznej</i>). Nie jest też jasny, w świetle całości regulacji, cel wprowadzenia dwóch odrębnych definicji.	Uwaga nieuwzględniona Projektodawca polski dokonał rozróżnienia na magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) oraz magazynowanie energii (magazyn energii) ze względu konieczność posłużenia się tą drugą definicją w przepisie wdrażającym dyrektywę 2019/944 (art. 43g). Definicja magazynowania energii (magazynu energii) została więc rozszerzona i obejmuje zarówno magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) rozumiane jako odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą

				przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną, jak również przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii. Wprowadzenie zaś definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot.

				m.in. opłat sieciowych, przyłączania do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocy, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są ściśle powiązane z koniecznością przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika.
257.	Art. 1 pkt 2 lit. s projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy bezpośrednie przeniesienie definicji magazynowania energii z art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944. W szczególności, zaproponowane brzmienie odnosi się jedynie do magazynowania energii elektrycznej i nie uwzględnia magazynowania ciepła. magazynowanie energii – odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii	Uwaga nieuwzględniona. Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu: „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci

				elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”,
258.	Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Obecnie definicja magazynowania energii oraz magazynowania energii elektrycznej jest wadliwie skonstruowana, ponieważ definicja magazynowania energii wykorzystuje pełne rozwinięcie już zdefiniowanego magazynowania energii elektrycznej. Na czerwono zaznaczono fragmenty tożsame. „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;” „59a) magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie	Projektodawca polski dokonał rozróżnienia na magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) oraz magazynowanie energii (magazynu energii) ze względu konieczność posłużenia się tą drugą definicją w przepisie wdrażającym dyrektywę 2019/944 (art. 43g). Definicja magazynowania energii (magazynu energii) została więc rozszerzona i obejmuje zarówno magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) rozumiane jako odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z

			tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;” PKEE proponuje zmianę definicji magazynowania energii (powyżej), definicję magazynowania energii elektrycznej pozostawić bez zmian.	sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną, jak również przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii. Wprowadzenie zaś definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja

				2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot. m.in. opłat sieciowych, przyłączania do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocowej, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są ściśle powiązane z koniecznością przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika. Ponadto, zaproponowany zabieg legislacyjny jest tożsamy z tym przyjętym w dyrektywie 2019/944
259.	Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Definicja magazynowania energii elektrycznej została zdefiniowana tak samo jak definicja magazynowania energii w art. 2 pkt 59 dyrektywy 2019/944. Proponujemy pozostawienie definicji magazynowania energii elektrycznej w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 20 maja 2021r.	Wprowadzenie definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w

				rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot. m.in. opłat sieciowych, przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocy, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są ściśle powiązane z koniecznością przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika.
260.	Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Wskazana w niniejszej ustawie definicja magazynowania energii elektrycznej została zdefiniowana tak samo jak definicja magazynowania energii w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944 Uwzględniając uwagę do pkt. 59 proponujemy w pkt 59a wprowadzić definicję magazynowania energii jak określona w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944, tj.:	Uwaga nieuwzględniona. Definicja magazynowania energii z projektu ustawy zawiera w sobie propozycje przepisu:

			„magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii; lub „magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944;	„59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;”
261.	Art. 1 pkt 2 lit. t projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 3 pkt 59a ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Obecnie definicja magazynowania energii oraz magazynowania energii elektrycznej jest wadliwie skonstruowana, ponieważ definicja magazynowania energii wykorzystuje pełne rozwinięcie już zdefiniowanego magazynowania energii elektrycznej. Na czerwono zaznaczono fragmenty tożsame. „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;” „59a) magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym,	Projektodawca polski dokonał rozróżnienia na magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) oraz magazynowanie energii (magazyn energii) ze względu konieczność posłużenia się tą drugą definicją w przepisie wdrażającym dyrektywę 2019/944 (art. 43g). Definicja magazynowania energii (magazynu energii) została więc rozszerzona i obejmuje zarówno magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej)

			końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;” Propozycja zmian: „59) magazynowanie energii – magazynowanie energii elektrycznej, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;” „59a) magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;” [BEZ ZMIAN]	rozumiane jako odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną, jak również przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii. Wprowadzenie zaś definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest

				konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot. m.in. opłat sieciowych, przyłączania do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocy, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są ściśle powiązane z koniecznością przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika. Ponadto, zaproponowany zabieg legislacyjny jest tożsamy z tym przyjętym w dyrektywie 2019/944

262.	Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy - Prawo energetyczne – dodać pkt 62	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje dodanie nowej definicji: 1. [wprowadzenie pojęcia nominowanego operatora rynku energii] W art. 3 pkt 61 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 62) w brzmieniu: „62) nominowany operator rynku energii - podmiot wyznaczony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na nominowanego operatora rynku energii elektrycznej do przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego zgodnie z art. 4 ust. 3 i 4 oraz art. 6 rozporządzenia Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z 25.7.2015, s. 15), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222” oraz podmiot oferujący usługi nominowanego operatora rynku energii elektrycznej do przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego na polskim obszarze rynkowym w związku z wyznaczeniem tego podmiotu na nominowanego operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, w stosunku do którego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie stwierdził podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z art. 4 ust. 5 i 7 rozporządzenia 2015/1222.”;	Uwaga nieuwzględniona Brak potrzeby dodawania definicji w zaproponowanym brzmieniu. W ustawie – Prawo energetyczne znajduje się już definicja wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (art. 3 pkt 28b) – jest to definicja NEMO, ale nieco inaczej sformułowana.
263.	Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy - Prawo energetyczne – dodać pkt 62	Urząd Regulacji Energetyki	Proponowany pkt 61 należy oznaczyć jako pkt 59b. W obowiązującej obecnie ustawie – Prawo energetyczne znajduje się już w art. 3 pkt 61 – zawarta jest tam definicja danych pomiarowych, wprowadzona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093).	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna zostanie zaktualizowana.

264.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych” jest niejasne. Co więcej sugeruje, że wysokość strat musi być każdorazowo określona w odniesieniu do indywidualnego odbiorcy, co jest technicznie i organizacyjnie niewykonalne nie tylko z uwagi na liczebność odbiorców zaopatrywanych przez niektórych dostawców, ale też fakt, że chociażby energia do zaopatrzenia danego odbiorcy nie jest nabywana przez sprzedawcę w kontrakcie imiennym dedykowanym temu odbiorcy (ale na podstawie szacowanej sumy zapotrzebowania wszystkich odbiorców plus margines). Proponujemy więc rezygnację z proponowanej zmiany. Pierwsze zdanie artykułu określa już maksymalny poziom odszkodowania, limitowany do kosztów i odszkodowań wynikających z treści umowy.	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego.
265.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Dyrektywa 2019/944 wymaga, aby odszkodowania za przedterminowe rozwiązanie umowy nie przekraczały bezpośrednich strat ekonomicznych jedynie w przypadku gospodarstw domowych i małych przedsiębiorców. Wprowadzenie ograniczeń w wielkości opłat z tytułu rozwiązania umowy, ograniczy zaś możliwość oferowania produktów o stałej cenie przez przedsiębiorstwo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne. Wskutek omawianych zapisów kontrakty terminowe z odbiorcami końcowymi staną się w istocie opcjami wystawianymi na rzecz odbiorcy, chyba, że kontrakt zostanie będzie zabezpieczony indywidualnym kontraktem terminowym umożliwiającym wykazanie szkody sprzedawcy. Przedsiębiorstwa energetyczne, będą musiały pobierać opłatę za opcję z góry lub realizować	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja regulacji nie może zostać uwzględniona z uwagi na brak możliwości weryfikacji tych rodzajów podmiotów przez sprzedawców.

			każdorazowe zabezpieczeni kontraktów na rynku terminowym. Takie ograniczenie poważnie ograniczy również możliwość zawierania umów PPA, które mają charakter długoterminowych gdyż na moment rozwiązania nie będzie znana rzeczywista strata finansowa albo wymusi zawieranie je w formule sleeved PPA z pośrednictwem przedsiębiorstwa obrotu. Wprowadzenie takich ograniczeń w swobodzie kontraktowania jest bezzasadne dla umów zawieranych ze średnimi i dużymi przedsiębiorstwami. Propozycja przepisu: <i>„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań pobieranych od odbiorców, innych niż przedsiębiorcy niebędący na dzień zawierania umowy mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą w rozumieniu przepisów z art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646), nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”</i>	
266.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych” jest niejasne. Co więcej sugeruje, że wysokość strat musi być każdorazowo określona w odniesieniu do indywidualnego odbiorcy, co jest technicznie i organizacyjnie niewykonalne nie tylko z uwagi na liczebność odbiorców zaopatrywanych przez niektórych dostawców,	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany

			ale też fakt, że chociażby energia do zaopatrzenia danego odbiorcy nie jest nabywana przez sprzedawcę w kontrakcie imiennym dedykowanym temu odbiorcy (ale na podstawie szacowanej sumy zapotrzebowania wszystkich odbiorców plus margines). Proponujemy więc rezygnację z proponowanej zmiany. Pierwsze zdanie artykułu określa już maksymalny poziom odszkodowania, limitowany do kosztów i odszkodowań wynikających z treści umowy.	jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego.
267.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Dyrektywa 2019/944 wymaga, aby odszkodowania za przedterminowe rozwiązanie umowy nie przekraczały bezpośrednich strat ekonomicznych jedynie w przypadku gospodarstw domowych i małych przedsiębiorców. Wprowadzenie ograniczeń w wielkości opłat z tytułu rozwiązania umowy, ograniczy zaś możliwość oferowania produktów o stałej cenie przez przedsiębiorstwo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne. Wskutek omawianych zapisów kontrakty terminowe z odbiorcami końcowymi staną się w istocie opcjami wystawianymi na rzecz odbiorcy, chyba, że kontrakt zostanie będzie zabezpieczony indywidualnym kontraktem terminowym umożliwiającym wykazanie szkody sprzedawcy. Przedsiębiorstwa energetyczne, będą musiały pobierać opłatę za opcję z góry lub realizować każdorazowe zabezpieczenia kontraktów na rynku terminowym. Takie ograniczenie poważnie ograniczy również możliwość zawierania umów PPA, które mają charakter długoterminowych gdyż na moment rozwiązania nie będzie znana rzeczywista strata finansowa albo wymusi zawieranie je w formule sleeved PPA z pośrednictwem przedsiębiorstwa obrotu.	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja regulacji nie może zostać uwzględniona z uwagi na brak możliwości weryfikacji tych rodzajów podmiotów przez sprzedawców

			Wprowadzenie takich ograniczeń w swobodzie kontraktowania jest bezzasadne dla umów zawieranych ze średnimi i dużymi przedsiębiorstwami. „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.” Propozycja zmian: „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań pobieranych od odbiorców, innych niż przedsiębiorcy niebędący na dzień zawierania umowy mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą w rozumieniu przepisów z art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. poz. 646), nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”	
268.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art.	Pracodawcy RP	W Projekcie:	Uwaga nieuwzględniona.

	4j ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne		3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego Propozycja zmiany przepisu: „3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego. Straty ekonomiczne rozumiane są jako straty związane z koniecznością sprzedaży przez Sprzedawcę energii elektrycznej zakontraktowanej dla Odbiorcy końcowego, a nieodebraną przez Odbiorcę końcowego wskutek rozwiązania umowy zawartej na czas określony. Strata liczona jest jako iloczyn ilości energii, która nie zostanie dostarczona po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (wynikająca z umowy, ale nie mniej niż 85% zużycia z roku	Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną definicję, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu.

			ubiegłego) oraz różnicy cen na rynku hurtowym: energii elektrycznej notowanej na Towarowej Gieldzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (od daty skutecznego wypowiedzenia umowy do daty obowiązywania wskazanej w umowie na czas oznaczony podlegającej wypowiedzeniu) w dniu akceptacji oferty i energii elektrycznej notowanej na Towarowej Gieldzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy w dniu skutecznego wypowiedzenia umowy (o ile różnica ma wartość dodatnią). <i>Uzasadnienie:</i> zaproponowana zmiana w art. 4j ust. 3a w części „<u>Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.</u>” która wskazuje na granicę kosztów, którą miałyby być określana przez przedsiębiorstwo energetyczne, jest jak najbardziej właściwie. Jednocześnie pragniemy zwrócić uwagę na kwestie wyliczenia odszkodowania i ujęcia w nim kwestii związanych ze stratami ekonomicznymi tj. wolumenem energii elektrycznej, zakontraktowanej przez sprzedawcę na rzecz odbiorcy celem realizacji umowy. Kontraktowanie energii elektrycznej dla odbiorcy na cały okres dostaw wskazany w umowie jest typowym zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, które dla bezpieczeństwa odbiorcy w ten sposób wraz z produktem oferuje odbiorcy pewność dostaw po ustalonej cenie. <u>Postulat:</u>	

			1. uwzględnienie w przepisie doprecyzowania w zakresie strat ekonomicznych, które pozwoli na transparentną informację w kontekście pokrycia strat powstałych po stronie przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji wypowiedzenia umowy przez odbiorcę końcowego i koniecznością odsprzedaży na rynku hurtowym energii zakupionej przez Sprzedawcę dla Odbiorcy. Strata dla Sprzedawcy pojawia się w przypadku spadku cen na rynku hurtowym i konieczności odsprzedaży ze stratą. W przypadku gdy mamy do czynienia ze wzrostem cen na rynku terminowym odszkodowanie ze strony Odbiorcy nie jest należne Sprzedawcy. 2. proponujemy dodać przepis przejściowy w którym zostanie rozwiązana kwestia umów zawartych przed wejściem w życie niniejszej nowelizacji w których zastosowanie miałyby stara treść art. 4j ust. 3a. Celem takiego zabiegu byłoby utrwalenie zasady swobody zawierania umów oraz ryzyka obu stron kontraktu, które były uwzględniane przy zawieraniu umów	
269.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Rezygnacja ze zmian w zakresie wysokości kosztów i odszkodowań <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 4j ust. 3a Prawa Energetycznego <i>„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.</i> <u>Uzasadnienie:</u>	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego.

			Specyfika rynku energetycznego, związana głównie ze zmiennością cen zakupu gazu, czy energii elektrycznej wymusza zakontraktowanie przez przedsiębiorstwo obrotu zamówionych przez klientów wolumenów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (dalej: „TGE”). Poziom zakontraktowania opiera się na zamówieniach. Niemniej jednak faktyczne zużycie odbiega najczęściej od zamówień odbiorców i tym samym przy kalkulacji ceny uwzględniane są także inne dane (np. zużycia historyczne, średnie profile, czy też prognozy zużycia dokonywane przez spółki), powiązane z konkretnym okresem obowiązywania umowy. W sytuacji, gdy odbiorca rozwiązuje umowę przed końcem jej obowiązywania, to zakontraktowany przez przedsiębiorstwo obrotu, a nie zużyty przez odbiorcę wolumen musi być odsprzedany, co generuje ryzyko bezpośredniej straty. Nie są także odzyskiwane koszty pozyskania klienta, jak również marża, która jest warunkiem koniecznym funkcjonowania każdej firmy na rynku. Tym samym brak faktycznej możliwości stosowania kar umownych będzie prowadził do sytuacji, w której opisane powyżej ryzyka, będą musiały być uwzględniane w kalkulacji cen dla odbiorców końcowych. Bezpośrednią konsekwencją takiego podejścia będzie wzrost cen gazu czy energii dla odbiorców końcowych. Kolejną konsekwencją braku możliwości zapewnienia przewidywalności zużycia dla zawartych umów będzie wzrost kosztów kontraktowania gazu na TGE – konieczność prowadzenia częstych operacji polegających na odsprzedaży, czy też konieczności dokupienia niewielkich wolumenów. To również oznacza wzrost kosztów dla przedsiębiorstw obrotu i w konsekwencji dla odbiorców.	

			Wprowadzenie proponowanych zmian w bardzo dużym stopniu ograniczy swobodę kształtowania umów. W konsekwencji zaburzy równowagę w sposobie traktowania stron umowy, szczególnie w sytuacji gdy kontrahentem przedsiębiorstwa energetycznego jest podmiot profesjonalny. Najczęstszym powodem rozwiązania umowy przed jej końcem jest znalezienie tańszej oferty, w sytuacji gdy na rynku obserwowany jest trend spadkowy cen zakupu gazu lub energii elektrycznej. W takiej sytuacji faktycznie jest możliwe znalezienie tańszej oferty, jednak w momencie podpisywania zrywanej umowy ceny były wyższe. Obie strony umawiały się na określone warunki cenowe zgodne z aktualną sytuacją rynkową, zaś sprzedawca poniósł koszt zakupu energii w momencie podpisania umowy. Tak zawarta umowa powinna być respektowana. W końcu nie są odnotowywane odwrotne operacje – gdy ceny na rynku rosną sprzedawcy nie rozwiązują umów z odbiorcami, aby odsprzedać gaz lub energię elektryczną na rynku hurtowym po cenach wyższych niż wynikających z umów z odbiorcami. W konsekwencji generalny efekt ekonomiczny projektowanej zmiany dla rynku będzie negatywny. Ograniczenie możliwości egzekwowania dochowania zawartej pomiędzy stronami umowy, zwiększa koszty sprzedawcy, które będą musiały być przeniesione na nabywcę. W praktyce więc bezpośrednim efektem zmiany będzie wzrost cen na rynku, zwiększenie presji inflacyjnej i ograniczenie konkurencyjności gospodarki. Ponadto należy spodziewać się, że projektowana zmiana całkowicie wyeliminuje z obrotu umowy na czas oznaczony dla ofert o charakterze masowym, a to w szczególności dotknie odbiorców o małym i średnim profilu zużycia (dotyczy to odbiorców w gospodarstwach domowych oraz mały i średni	

			biznes), bowiem koszty dochodzenia odszkodowania przewyższą potencjalne zyski przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji zmiana ta będzie miała negatywny wpływ na rozwój rynku energetycznego, w którym odbiorcy pozbawieni zostaną możliwości zawierania umów na czas oznaczony (oferty te będą za drogie albo nieopłacalne dla przedsiębiorstw energetycznych), co wpłynie także na samą dynamikę uprawnienia do zmiany sprzedawcy. Dodać należy, że użyte w projektowanej ustawie pojęcie „bezpośredniej straty ekonomicznej” nie zostało zdefiniowane i rodzi wątpliwości interpretacyjne. Pojęcie to abstrahuje od pojęcia „szkody”, które na gruncie prawa cywilnego tradycyjnie stanowi przesłankę odpowiedzialności kontraktowej. Posłużenie się pojęciem „straty” może sugerować, że zamiarem prawodawcy było ograniczenie odpowiedzialności kontraktowej do szkody rzeczywistej i wyłączenie odpowiedzialności za utracone korzyści. Takie rozwiązanie należy ocenić negatywnie – jak zostało to już poruszone powyżej, zaburza ono równowagę kontraktową, co w szczególności dotyczy obrotu profesjonalnego. Ograniczenie roszczeń na wypadek przedterminowego rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony do „bezpośrednich strat ekonomicznych” w praktyce może oznaczać wyłączenie możliwości efektywnego dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwo obrotu z uwagi na trudności w wykazaniu od strony dowodowej poniesionej „bezpośredniej straty ekonomicznej”. Powyższe wynika ze specyfiki profesjonalnego obrotu na TGE – jak zostało to już zaznaczone powyżej, transakcje dokonywane przez przedsiębiorstwo obrotu na TGE mają charakter hurtowy, a nie	

			pojedynczych zleceń realizowanych dla zabezpieczenia wykonania poszczególnych umów zawartych z odbiorcami końcowymi. Tym samym utrudnione, o ile w ogóle możliwe będzie wykazanie od strony dowodowej „bezpośredniej straty ekonomicznej” poniesionej na konkretnej umowie rozwiązanej przedterminowo przez odbiorcę końcowego. O ile pojedyncze przypadki przedterminowego rozwiązywania umów mogą nie stanowić istotnego obciążenia, o tyle przy efekcie skali może to wiązać się z dotkliwymi negatywnymi skutkami finansowymi po stronie przedsiębiorstwa energetycznego. Mając na uwadze powyższe należy negatywnie ocenić projektowane rozwiązanie, wprowadzające w szerokim zakresie ograniczenie możliwości dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ewentualnie, w celu wyeliminowania opisanych powyżej negatywnych skutków projektowanej zmiany, można rozważyć ograniczenie zastosowania przedmiotowego rozwiązania do relacji umownych z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych. Tym samym projektowana regulacja nie miałaby zastosowania w relacjach umownych z odbiorcami profesjonalnymi czy instytucjonalnymi. Ponadto pozostawienie postanowienia „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” w praktyce uniemożliwia komunikowanie konsekwencji rozwiązania umowy przed terminem na etapie zawierania umowy z klientami. Tym samym podejmując decyzję o rozwiązaniu umowy (przed terminem) klient nie wiedziałby, jaki koszt będzie musiał ponieść. Może się okazać, iż koszt,	

			czy odszkodowanie takie, w specyficznych warunkach ekonomicznych będzie miało bardzo negatywne konsekwencje na sytuację finansową poszczególnych firm. Zdaniem Spółki treść umów powinna charakteryzować się przewidywalnością konsekwencji poszczególnych postanowień. Leży to w interesie obydwu stron umowy. Paradoksalnie więc, wprowadzenie takiego postanowienia może odnieść skutek mrozący, tzn. skłonność do rozwiązywania umów przed terminem może spaść.	
270.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Specyfika rynku energetycznego, związana głównie ze zmiennością cen zakupu gazu, czy energii elektrycznej wymusza zakontraktowanie przez przedsiębiorstwo obrotu zamówionych przez klientów wolumenów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (dalej: „TGE”). Poziom zakontraktowania opiera się na zamówieniach. Niemniej jednak faktyczne zużycie odbiega najczęściej od zamówień odbiorców i tym samym przy kalkulacji ceny uwzględniane są także inne dane (np. zużycia historyczne, średnie profile, czy też prognozy zużycia dokonywane przez spółki), powiązane z konkretnym okresem obowiązywania umowy. W sytuacji, gdy odbiorca rozwiązuje umowę przed końcem jej obowiązywania, to zakontraktowany przez przedsiębiorstwo obrotu, a nie zużyty przez odbiorcę wolumen musi być odsprzedany, co generuje ryzyko bezpośredniej straty. Nie są także odzyskiwane koszty pozyskania klienta, jak również marża, która jest warunkiem	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Rezygnacja ze zmiany jest niemożliwa z uwagi na fakt, iż zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis dyrektywy do polskiego porządku prawnego.

			koniecznym funkcjonowania każdej firmy na rynku. Tym samym brak faktycznej możliwości stosowania kar umownych będzie prowadził do sytuacji, w której opisane powyżej ryzyka, będą musiały być uwzględniane w kalkulacji cen dla odbiorców końcowych. Bezpośrednią konsekwencją takiego podejścia będzie wzrost cen gazu czy energii dla odbiorców końcowych. Kolejną konsekwencją braku możliwości zapewnienia przewidywalności zużycia dla zawartych umów będzie wzrost kosztów kontraktowania gazu na TGE – konieczność prowadzenia częstych operacji polegających na odsprzedaży, czy też konieczności dokupienia niewielkich wolumenów. To również oznacza wzrost kosztów dla przedsiębiorstw obrotu i w konsekwencji dla odbiorców. Wprowadzenie proponowanych zmian w bardzo dużym stopniu ograniczy swobodę kształtowania umów. W konsekwencji zaburzy równowagę w sposobie traktowania stron umowy, szczególnie w sytuacji gdy kontrahentem przedsiębiorstwa energetycznego jest podmiot profesjonalny. Najczęstszym powodem rozwiązania umowy przed jej końcem jest znalezienie tańszej oferty, w sytuacji gdy na rynku obserwowany jest trend spadkowy cen zakupu gazu lub energii elektrycznej. W takiej sytuacji faktycznie jest możliwe znalezienie tańszej oferty, jednak w momencie podpisywania	

			zrywanej umowy ceny były wyższe. Obie strony umawiały się na określone warunki cenowe zgodne z aktualną sytuacją rynkową, zaś sprzedawca poniósł koszt zakupu energii w momencie podpisania umowy. Tak zawarta umowa powinna być respektowana. W końcu nie są odnotowywane odwrotne operacje – gdy ceny na rynku rosną sprzedawcy nie rozwiązują umów z odbiorcami, aby odsprzedać gaz lub energię elektryczną na rynku hurtowym po cenach wyższych niż wynikających z umów z odbiorcami. W konsekwencji generalny efekt ekonomiczny projektowanej zmiany dla rynku będzie negatywny. Ograniczenie możliwości egzekwowania dochowania zawartej pomiędzy stronami umowy, zwiększa koszty sprzedawcy, które będą musiały być przeniesione na nabywcę. W praktyce więc bezpośrednim efektem zmiany będzie wzrost cen na rynku, zwiększenie presji inflacyjnej i ograniczenie konkurencyjności gospodarki. Ponadto należy spodziewać się, że projektowana zmiana całkowicie wyeliminuje z obrotu umowy na czas oznaczony dla ofert o charakterze masowym, a to w szczególności dotknie odbiorców o małym i średnim profilu zużycia (dotyczy to odbiorców w gospodarstwach domowych oraz mały i średni biznes), bowiem koszty dochodzenia odszkodowania przewyższą potencjalne zyski przedsiębiorstw energetycznych.	

			W konsekwencji zmiana ta będzie miała negatywny wpływ na rozwój rynku energetycznego, w którym odbiorcy pozbawieni zostaną możliwości zawierania umów na czas oznaczony (oferty te będą za drogie albo nieopłacalne dla przedsiębiorstw energetycznych), co wpłynie także na samą dynamikę uprawnienia do zmiany sprzedawcy. Dodać należy, że użyte w projektowanej ustawie pojęcie „bezpośredniej straty ekonomicznej” nie zostało zdefiniowane i rodzi wątpliwości interpretacyjne. Pojęcie to abstrahuje od pojęcia „szkody”, które na gruncie prawa cywilnego tradycyjnie stanowi przesłankę odpowiedzialności kontraktowej. Posłużenie się pojęciem „straty” może sugerować, że zamiarem prawodawcy było ograniczenie odpowiedzialności kontraktowej do szkody rzeczywistej i wyłączenie odpowiedzialności za utracone korzyści. Takie rozwiązanie należy ocenić negatywnie – jak zostało to już poruszone powyżej, zaburza ono równowagę kontraktową, co w szczególności dotyczy obrotu profesjonalnego. Ograniczenie roszczeń na wypadek przedterminowego rozwiązania umowy zawartej na czas oznaczony do „bezpośrednich strat ekonomicznych” w praktyce może oznaczać wyłączenie możliwości efektywnego dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez	

			przedsiębiorstwo obrotu z uwagi na trudności w wykazaniu od strony dowodowej poniesionej „bezpośredniej straty ekonomicznej”. Powyższe wynika ze specyfiki profesjonalnego obrotu na TGE – jak zostało to już zaznaczone powyżej, transakcje dokonywane przez przedsiębiorstwo obrotu na TGE mają charakter hurtowy, a nie pojedynczych zleceń realizowanych dla zabezpieczenia wykonania poszczególnych umów zawartych z odbiorcami końcowymi. Tym samym utrudnione, o ile w ogóle możliwe będzie wykazanie od strony dowodowej „bezpośredniej straty ekonomicznej” poniesionej na konkretnej umowie rozwiązanej przedterminowo przez odbiorcę końcowego. O ile pojedyncze przypadki przedterminowego rozwiązywania umów mogą nie stanowić istotnego obciążenia, o tyle przy efekcie skali może to wiązać się z dotkliwymi negatywnymi skutkami finansowymi po stronie przedsiębiorstwa energetycznego. Mając na uwadze powyższe należy negatywnie ocenić projektowane rozwiązanie, wprowadzające w szerokim zakresie ograniczenie możliwości dochodzenia roszczeń odszkodowawczych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ewentualnie, w celu wyeliminowania opisanych powyżej negatywnych skutków projektowanej zmiany, można rozważyć ograniczenie zastosowania przedmiotowego	

			rozwiązania do relacji umownych z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych. Tym samym projektowana regulacja nie miałaby zastosowania w relacjach umownych z odbiorcami profesjonalnymi czy instytucjonalnymi. Ponadto pozostawienie postanowienia „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” w praktyce uniemożliwia komunikowanie konsekwencji rozwiązania umowy przed terminem na etapie zawierania umowy z klientami. Tym samym podejmując decyzję o rozwiązaniu umowy (przed terminem) klient nie wiedziałby, jaki koszt będzie musiał ponieść. Może się okazać, iż koszt, czy odszkodowanie takie, w specyficznych warunkach ekonomicznych będzie miało bardzo negatywne konsekwencje na sytuację finansową poszczególnych firm. Zdaniem Spółki treść umów powinna charakteryzować się przewidywalnością konsekwencji poszczególnych postanowień. Leży to w interesie obydwu stron umowy. Paradoksalnie więc, wprowadzenie takiego postanowienia może odnieść skutek mrozący, tzn. skłonność do rozwiązywania umów przed terminem może spaść. 3) w art. 4j: a) ust. 3a otrzymuje brzmienie:	

			<i>„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.</i>	
271.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się doprecyzowanie projektowanego przepisu poprzez usunięcie wątpliwości, o jakie koszty i odszkodowania chodzi w zdaniu drugim. Proponuje się następujące brzmienie zdania drugiego art. 4j ust. 3a: „Wysokość tych kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego.”.	Uwaga uwzględniona.
272.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowany ust. 3a zawiera nieostre i niejasne pojęcie „bezpośrednich strat ekonomicznych”, co może spowodować trudności w interpretowaniu tej regulacji, szczególnie istotnej dla odbiorców końcowych.	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, wskazuje na rodzaj strat. Zmiana ta bezpośrednio implementuje przepis

				dyrektywy do polskiego porządku prawnego.
273.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energia	Wprowadzone doprecyzowanie dot. zasad kalkulacji kosztów i odszkodowań za rozwiązanie przez odbiorcę umowy (art. 4j ust. 3 uPE), zgodnie z którym „Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego” rodzić może liczne problemy interpretacyjne i praktyczne, zarówno dla sprzedawców, jak i samych odbiorców energii. Obecnie sprzedawcy w odniesieniu do gospodarstw domowych i drobnych przedsiębiorców stosują najczęściej w umowach opłaty sankcyjne za rozwiązanie umowy przed upływem okresu na jaki została zawarta - w postaci zryczałtowanej kwoty, płatnej za każdy miesiąc jaki pozostał do upływu okresu na jaki umowa została zawarta. Kwota ta jest określona w umowie i znana jest odbiorcy przed podjęciem decyzji o „związaniu” się umową. Praktyka taka wynika z tego, że obliczanie kar za rozwiązanie umowy w taki sposób, aby odzwierciedlała ona rzeczywistą poniesioną przez sprzedawcę stratę możliwa byłaby dopiero po rozwiązaniu umowy, a nawet dopiero po upływie okresu na jaki rozwiązywana umowa została zawarta. W świetle powyższego określanie kary w sposób uwzględniający zryczałtowane kwoty wydaje się najbardziej odpowiednie z punktu widzenia zabezpieczenia interesu przeciętnego konsumenta. Propozycja przepisu w zasadzie wyłącza po stronie przedsiębiorstw obrotu uzasadnienie ekonomiczne dla zawierania z odbiorcami umów	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat.

			na czas oznaczony, w tym w oparciu o oferty promocyjne. W konsekwencji rozwiązanie, w założeniu chroniące odbiorców końcowych, może odbić się negatywnie w szczególności na tej grupie uczestników rynku. W przypadku umów masowych, zwłaszcza z odbiorcami w gospodarstwach domowych oraz lub odbiorcami biznesowymi z grupy C, trudne będzie wyliczenie bezpośredniej straty ekonomicznej wynikającej z rozwiązania umowy, co nie znaczy, że nie zostanie ona poniesiona, wobec konieczności zabezpieczenia przez przedsiębiorstwo obrotu pozycji na potrzeby dostaw do odbiorców. Co więcej, po stronie odbiorcy nie będzie w takiej sytuacji jasności co do ryzyka związanego z rozwiązaniem umowy na czas oznaczony. W ocenie wnioskującego system ponoszenia kosztów rozwiązania umów na czas oznaczony powinien opierać się o jasny i przejrzysty system opłat zryczałtowanych o ograniczonej wysokości.	
274.	Art. 1 pkt 3 lit. a w zakresie w art. 4j ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	„3a. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę zawartą na czas oznaczony, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza temu odbiorcy paliwa gazowe lub energię, bez ponoszenia kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy, składając do przedsiębiorstwa energetycznego pisemne oświadczenie. Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego. Straty ekonomiczne rozumiane są jako straty związane z koniecznością sprzedaży przez sprzedawcę energii elektrycznej zakontraktowanej dla odbiorcy końcowego „a nieodebraną przez odbiorcę końcowego wskutek	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną definicję, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu.

			rozwiązania umowy zawartej na czas określony. Strata liczona jest jako iloczyn ilości energii, która nie zostanie dostarczona po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (wynikająca z umowy, ale nie mniej niż 85% zużycia z roku ubiegłego) oraz różnicy cen na rynku hurtowym: a) energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy (od daty skutecznego wypowiedzenia umowy do daty obowiązywania wskazanej w umowie na czas oznaczony podlegającej wypowiedzeniu) w dniu akceptacji oferty i energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii dla okresu dostawy po dacie skutecznego wypowiedzenia umowy w dniu skutecznego wypowiedzenia umowy (o ile różnica ma wartość dodatnią). Pragniemy zwrócić uwagę na kwestie wyliczenia odszkodowania i ujęcia w nim kwestii związanych ze stratami ekonomicznymi tj. wolumenem energii elektrycznej, zakontraktowanej przez sprzedawcę na rzecz odbiorcy celem realizacji umowy. Kontraktowanie energii elektrycznej dla odbiorcy na cały okres dostaw wskazany w umowie jest typowym zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, które dla bezpieczeństwa odbiorcy w ten sposób wraz z produktem oferuje odbiorcy pewność dostaw po ustalonej cenie. Proponujemy. 1). uwzględnienie w przepisie doprecyzowania w zakresie strat ekonomicznych, które pozwoli na transparentną informację w kontekście pokrycia start powstałych po stronie przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji wypowiedzenia	

			umowy przez odbiorcę końcowego i koniecznością odsprzedaży na rynku hurtowym energii zakupionej przez Sprzedawcę dla odbiorcę. Strata dla Sprzedawcy pojawia się w przypadku spadku cen na rynku hurtowym i konieczności odsprzedaży ze stratą. W przypadku gdy mamy do czynienia ze wzrostem cen na rynku terminowym odszkodowanie ze strony Odbiorcy nie jest należne Sprzedawcy. 2). proponujemy dodać przepis przejściowy w którym zostanie rozwiązana kwestia umów zawartych przed wejściem w życie niniejszej nowelizacji w których zastosowanie miałyby stara treść art. 4j ust. 3a. Celem takiego zabiegu byłoby utrwalenie zasady swobody zawierania umów oraz ryzyk obu stron kontraktu, które były uwzględniane przy zawieraniu umów.	
275.	Art. 1 pkt 3 lit. a i b w zakresie w art. 4j ust. 3a i 6a ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Propozycja zmian do art. 1 pkt 3) lit a): Wprowadzone doprecyzowanie dot. zasad kalkulacji kosztów i odszkodowań za rozwiązanie przez odbiorcę umowy (art. 4j ust. 3 uPE), zgodnie z którym <i>„Wysokość kosztów i odszkodowań nie może przekraczać wysokości bezpośrednich strat ekonomicznych, jakie poniosło przedsiębiorstwo energetyczne w wyniku rozwiązania umowy przez odbiorcę końcowego”</i> rodzić może liczne problemy interpretacyjne i praktyczne, zarówno dla sprzedawców, jak i samych odbiorców energii. Obecnie sprzedawcy w odniesieniu do gospodarstw domowych i drobnych przedsiębiorców stosują najczęściej w umowach opłaty sankcyjne za rozwiązanie umowy przed upływem okresu na jaki została zawarta - w postaci zryczałtowanej kwoty, płatnej za każdy miesiąc jaki pozostał do upływu okresu na jaki umowa została zawarta. Kwota ta jest określona	Uwaga nieuwzględniona. Niniejsze pojęcie, użyte również w dyrektywie, jasno wskazuje na rodzaj strat. Propozycja nie może zostać uwzględniona z uwagi na skomplikowaną treść, która powodowałaby utrudnienia w stosowaniu przepisu.

			w umowie i znana jest odbiorcy przed podjęciem decyzji o „związaniu” się umową. Praktyka taka wynika z tego, że obliczanie kar za rozwiązanie umowy w taki sposób, aby odzwierciedlała ona rzeczywistą poniesioną przez sprzedawcę stratę możliwa byłaby dopiero po rozwiązaniu umowy, a nawet dopiero po upływie okresu na jaki rozwiązywana umowa została zawarta. W świetle powyższego określanie kary w sposób uwzględniający zryczałtowane kwoty wydaje się najbardziej odpowiednie z punktu widzenia zabezpieczenia interesu przeciętnego konsumenta. Propozycja zmian do art. 1 pkt 3) lit b): <i>„Art. 6a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło lub zaproponować odbiorcy inne alternatywne rozwiązania, w szczególności system przedpłat, zabezpieczeń lub alternatywnych planów płatności, jeżeli odbiorca:</i> <i>1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca;</i> <i>2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;</i> <i>3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego;</i> <i>2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.</i> <i>3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-</i>	

			rozliczeniowego lub odmowy skorzystania z innego alternatywnego rozwiązania, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii. <i>Art. 6e. W przypadku wystąpienia przez odbiorcę, o którym mowa w art. 6c ust. 1, z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem, o którym mowa w art. 31a, albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 6b ust. 1, może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy temu odbiorcy lub zaproponować odbiorcy inne alternatywne rozwiązania, w szczególności system przedpłat, zabezpieczeń lub alternatywnych planów płatności. Koszt zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.”</i> Zgodnie z obowiązującą treścią ustawy - Prawo energetyczne i proponowanymi w nim zmianami (UC74) sprzedawca energii elektrycznej w przypadkach określonych w art. 6a podejmując decyzję o zainstalowaniu licznika przedpłatowego, może jedynie zwrócić się do operatora o zainstalowanie takiego licznika. Ze względu na możliwość odmowy operatora na zainstalowanie licznika przedpłatowego na wniosek sprzedawcy, sprzedawca nie ma zapewnionych innych, do rozwiązania umowy sprzedaży energii, alternatyw. W projekcie nowelizacji uPE zaproponowano wprowadzenie w art. 6b uPe ust. 3a, w którym zapisano możliwość zaproponowania przez sprzedawcę odbiorcy w	

			gospodarstwie domowym alternatywnych w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej rozwiązań, w tym systemów przedpłat. Proponujemy wprowadzenie podobnego rozwiązania w przypadku odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych.	
276.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a -6e ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Uwzględniając uwagi do ust. 6a-6e proponujemy zmianę numeracji pozostałych zapisów. Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 4k. 2: „Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii”	Uwaga nieuwzględniona. Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilanie go z liczników konwencjonalnych.
277.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Uzasadnienie zostało przedstawione w uwadze ogólnej nr 4.	Uwaga uwzględniona - w zakresie wejścia w życie art. 1 pkt 3 lit. b

	w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a-6e ustawy - Prawo energetyczne		W zakresie zmian dotyczących terminu zmiany sprzedawcy proponuje się z przepisów usunąć operatora informacji rynku energii.	projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a-6e ustawy – Prawo energetyczne.
278.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Operator informacji rynku energii oraz ~~operator systemu elektroenergetycznego~~ jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii. Wykreślenie słów „operator systemu elektroenergetycznego”. Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji.	Uwaga nieuwzględniona. Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r.
279.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponuje się wykreślenie słów „operator systemu elektroenergetycznego”. Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów, tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja	Uwaga nieuwzględniona Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy

			zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji. 6a. <i>Operator informacji rynku energii oraz ~~operator systemu elektroenergetycznego~~ jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii.</i>	– Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r.
280.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapis o treści zaproponowanej w ust. 6a niniejszej ustawy został wprowadzony w ust. 6 Ustawy z dnia 20 maja 2021 r. i powiększony o zapisy dot. terminu zmiany sprzedawcy dla paliw gazowych jn.: „Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić zmianę sprzedawcy odbiorcy końcowemu: 1) paliw gazowych, nie później niż w terminie 21 dni, 2) energii elektrycznej, nie później niż w terminie 7 dni – od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą.” Proponujemy usunięcie ust. 6a z niniejszej ustawy	Uwaga nieuwzględniona. Przepisem tym objęto również operatora informacji rynku energii. Wymaga zmiany redakcyjnej art. 4j ust. 6, tak aby dotyczył on wyłącznie paliw gazowych.

281.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Zapis nie zawiera informacji o podmiocie dokonującym zgłoszenia zmiany sprzedawcy. Proponujemy: <i>„6a. Operator informacji rynku energii oraz operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii przez nowego sprzedawcę o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z ~~nowym sprzedawcą energii odbiorcą~~”.</i>	Uwaga uwzględniona.
282. a	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji. Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: 6a. Operator informacji rynku energii oraz operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić odbiorcy końcowemu energii elektrycznej zmianę sprzedawcy energii elektrycznej nie później niż w terminie 7 dni od dnia poinformowania operatora informacji rynku energii o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą energii.	Uwaga nieuwzględniona. Analogiczny przepis choć dotyczący operatorów systemu elektroenergetycznego znajduje się w znowelizowanym art. 4j ust. 6, wprowadzonym ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepis powinien wejść w życie 1 lipca 2024 r.
283.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6b ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Termin na zmianę sprzedawcy wskazany w ust. 6a niniejszej ustawy, czyli 24 godziny wejdzie w życie 1 stycznia 2026 r. i powinien zastąpić zapis wskazany w ust. 6. Techniczna zmiana sprzedawcy (zgłoszenie w systemie CSIRE i	Uwaga uwzględniona częściowo. Zarejestrowanie nowego sprzedawcy w systemie

	Prawo energetyczne		przyjęcie tej zmiany) nie różni się niczym od zmiany sprzedawcy wskazanej w ust. 6. Proponujemy z ust. 6b z niniejszej ustawy usunięcie zdania pierwszego a wprowadzenie w ust. 6 zapisu jn.: „<6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić zmianę sprzedawcy odbiorcy końcowemu paliw gazowych i energii elektrycznej, nie później niż w terminie 24 godzin od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą> Nowe brzmienie ust. 6 w art. 4j wejdzie w życie z dn. 1.01.2026 r.” Proponujemy pozostawienie pozostałego zapisu z ust. 6b jn.: „Jeżeli koniec terminu, o którym mowa w ust. 6, przypada na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą. Termin, o którym mowa w ust. 6, liczony jest od przesłania przez sprzedawcę energii elektrycznej do operatora informacji rynku energii powiadomienia o zawarciu z odbiorcą końcowym energii elektrycznej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, do udostępnienia przez operatora informacji rynku energii informacji o wyniku weryfikacji tego powiadomienia.”	CSIRE to nie to samo co rozpoczęcie dostaw ee. na podstawie umowy z nowym sprzedawcą. Uwaga jest do uwzględnienia w zakresie odpowiedniego sformułowania przepisów przejściowych.
284.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6b ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponujemy doprecyzowanie zapisów w zakresie podmiotu przeprowadzającego techniczną procedurę zmiany sprzedawcy. Proponujemy: <i>„6b. Techniczną procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, polegającą na zarejestrowaniu w centralnym systemie informacji rynku energii nowego sprzedawcy</i>	Uwaga uwzględniona.

			<i>energii elektrycznej dla punktu pomiarowego, przeprowadza się w operator informacji rynku energii terminie nieprzekraczającym 24 godzin. Jeżeli koniec terminu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, przypada na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą.”.</i>	
285.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6d ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponujemy wykreślenie wyrazów „końcowym energii elektrycznej”, bowiem zawierane są także umowy sprzedaży albo umowy kompleksowe z odbiorcami, którzy odsprzedają część energii innym podmiotom. Proponujemy: <i>„6d. Przypisanie sprzedawcy energii elektrycznej do punktu poboru energii, na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej ~~lub~~ albo umowy kompleksowej zawartej z odbiorcą końcowym energii elektrycznej, następuje w dacie wskazanej w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 6c, pod warunkiem jego pozytywnej weryfikacji przez operatora informacji rynku energii. Rozpoczęcie sprzedaży przez nowego sprzedawcę energii elektrycznej następuje w każdym przypadku od początku doby.”.</i>	Uwaga uwzględniona.
286.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6d ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapis zaproponowany w ust. 6d niniejszej ustawy jest typowym opisem technicznym przeprowadzenia procesu w systemie, który znajdzie się w Systemie Wymiany Informacji (SWI) Centralnego Systemie Informacji Rynku (CSIRE) jak pozostałych procesów rynku energii, które będą wymieniane poprzez CSIRE. Proponujemy usunięcie ust. 6d z niniejszej ustawy	Uwaga nieuwzględniona. Przepis, pomimo, że jest dosyć techniczny, w sposób precyzyjny określa datę nastąpienia danego zdarzenia co jest niezbędne w celu dokonania przez Prezesa

				URE oceny wypełnienia obowiązku ustawowego.
287.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6e ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projekt wprowadza prawo odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym do uczestniczenia w systemach grupowej zmiany sprzedawcy – pojęcie „system grupowej zmiany sprzedawcy” nie zostało zdefiniowane; dla zachowania symetryczności rozwiązań na rynku energii elektrycznej i gazu (co jest istotne zwłaszcza z perspektywy odbiorcy w gospodarstwie domowym), proponuje się objęcie tym prawem także odbiorców gazu w gospodarstwach domowych.	Uwaga nieuwzględniona Usunięto z projektu grupową zmianę sprzedawcy.
288.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6e ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Ust. 6e wymaga doprecyzowania. Proponujemy doprecyzowanie w tekście „grupowej zmiana sprzedawcy energii elektrycznej”. Sugerujemy ponadto uzupełnienie tej regulacji wskazaniem, że zasady szczegółowe dot. trybu realizacji grupowej zmiany sprzedawcy będą uregulowane w odpowiednich instrukcjach ruchu.	Uwaga nieuwzględniona Usunięto z projektu grupową zmianę sprzedawcy.
289.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 3 projektu ustawy art. 4k ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany do głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 minut (a nie z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator	Uwaga nieuwzględniona. Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie

			może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych. Proponujemy następujące uzupełnienie <i>art. 4k. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii.</i>	przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych.
290.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 3 projektu ustawy art. 4k ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany do głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 minut (a nie z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych. Proponujemy następujące uzupełnienie <i>art. 4k. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi</i>	Uwaga nieuwzględniona. Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych.

			<i>systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii.</i>	
291.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.) proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, jak to zrobiono w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie art. 70 ust. 1a pkt 1 Ustawy o rynku mocy. Proponujemy doprecyzowanie definicji „gospodarstwa domowego” zgodnie z Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. art. Art. 8. Propozycja zapisu jn.: „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. Do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym zaliczani są odbiorcy końcowi, którzy zużywają energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.”	Uwaga nieuwzględniona. Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem <i>odbiorcy w gospodarstwie domowym</i>, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie.
292.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy -	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.), proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, analogicznie jak w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie	Uwaga nieuwzględniona. Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem <i>odbiorcy w gospodarstwie</i>

	Prawo energetyczne		art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9 z późn. zm.; dalej „ustawa o rynku mocy”). Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. Odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest odbiorca końcowy, który zużywa energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.	domowym, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie.
293.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Obecnie Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do wdrożenia modelu określonego w art. 5 ust 3a. „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej”. Ujednolicenie tych systemów przed uruchomieniem CSIRE spowoduje powstanie znacznych kosztów po stronie sprzedawców i dystrybutorów. Będzie to rozwiązanie tymczasowe, do momentu uruchomienia CSIRE, ponieważ na jego uruchomienie potrzebna będzie kolejna, kosztowna i skomplikowana operacyjnie aktualizacja systemów teleinformatycznych. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy	Uwaga nieuwzględniona. Zobowiązanie wynikające z PEP2040 mówi o konieczności wprowadzenia umów kompleksowych w formie wskazanej w niniejszym przepisie w 2021 roku. Stoi to na przeszkodzie wprowadzenia obowiązku dotyczącego umów kompleksowych wraz z wejściem CSIRE.

			wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE.	
294.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W celu uniknięcia różnych interpretacji, który punkt poboru energii kwalifikuje się jako odbiorca w gospodarstwie domowym (np. garaże, domki letniskowe, itp.), proponujemy wprowadzenie doprecyzowania do jakich potrzeb zużywana jest energia elektryczna, analogicznie jak w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. w zakresie art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9 z późn. zm.; dalej „ustawa o rynku mocy”). Propozycja zmian: Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. Odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest odbiorca końcowy, który zużywa energię elektryczną na potrzeby, o których mowa w art. 70 ust. 1a pkt 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.	Uwaga nieuwzględniona. Ustawa Prawo energetyczne posługuje się terminem <i>odbiorcy w gospodarstwie domowym</i>, m.in. w art. 5 ust 4b. Jest to termin, którego znaczenie jest jasno określone. Ponadto, to pojęcie używane jest także w PEP2040 oraz m.in. w Ustawie z 20 maja 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Należy także zwrócić uwagę, że zmiana terminologii w zakresie umów kompleksowych może negatywnie wpłynąć na rozumienie innych przepisów ustawy. W związku z powyższym oraz z uwagi na systematykę ustawy, uwaga nie zasługuje na uwzględnienie.
295.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Obecnie Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do wdrożenia modelu określonego w art. 5 ust 3a. „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej”. Ujednolicenie tych systemów przed uruchomieniem CSIRE spowoduje powstanie	Uwaga nieuwzględniona. Zobowiązanie wynikające z PEP2040 mówi o konieczności wprowadzenia umów kompleksowych w

			znaczących kosztów po stronie sprzedawców i dystrybutorów. Będzie to rozwiązanie tymczasowe, do momentu uruchomienia CSIRE, ponieważ na jego uruchomienie potrzebna będzie kolejna, kosztowna i skomplikowana operacyjnie aktualizacja systemów teleinformatycznych. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz z wejściem CSIRE.	formie wskazanej w niniejszym przepisie w 2021 roku. Stoi to na przeszkodzie wprowadzenia obowiązku dotyczącego umów kompleksowych wraz z wejściem CSIRE.
296.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zasadą wyłączności umowy kompleksowej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym proponuje się objąć również odbiorców gazu w gospodarstwie domowym. W przypadku przyjęcia tej uwagi należy odpowiednio zmienić pozostałe regulacje dot. odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych.	Uwaga uwzględniona-
297.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Proponujemy zmianę redakcyjną polegającą na usunięciu wyrazu „do”. Proponujemy: <i>„3a. Dostarczanie energii ~~do~~ odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.”.</i> 2. Kategoria „odbiorca w gospodarstwie domowym” nie występuje w taryfach dla energii elektrycznej jako oddzielna grupa taryfowa. Dlatego w celu zapewnienia spójności z zapisami w taryfach przedsiębiorstw energetycznych opartych na długoletniej praktyce, w celu uniknięcia problemów interpretacyjnych, proponujemy w miejsce „w gospodarstwie domowym” zapis „zużywający energię elektryczną dla celów niezwiązanych z prowadzoną działalnością gospodarczą”. Propozycja przepisu:	Uwaga nr 1 – nieuwzględniona, obecny kształt odpowiada zasadom j. polskiego oraz jest analogiczny do sformułowań zawartych w ustawie Prawo energetyczne. Uwaga nr 2 – nieuwzględniona. PEP2040 przewiduje obowiązek objęcia umową kompleksową odbiorców w gospodarstwach domowych.

			<i>3a. Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej zużywającego energię elektryczną dla celów niezwiązanych z prowadzoną działalnością gospodarczą odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.</i>	
298.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a i 3b ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Komentarz: brakuje określenia co w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie akceptowało warunków i nie podpisze GUDk. Postulat: należałoby doprecyzować, że obowiązek zawarcia GUDk leży po obu stronach.	Uwaga uwzględniona.
299.	Art. 1 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a i 3b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się stosować obowiązek dostarczania energii elektrycznej na podstawie wyłącznie umów kompleksowych w odniesieniu do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci najniższych napięć. Takie rozwiązanie wprowadza poprawne kryterium stosowania umowy kompleksowej biorąc pod uwagę, że w gospodarstwach domowych może być prowadzona działalność gospodarcza. Proponuje się wyłączenie OSP z zakresu ust. 3b, gdyż OSP nie dostarcza energii elektrycznej odbiorcom, o których mowa w art. 5 ust. 3b. Propozycje przepisów: 3a. Dostarczanie energii do odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV odbywa się na podstawie umowy kompleksowej. 3b. Przedsiębiorstwo energetyczne, niebędące operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w celu dostarczania energii odbiorcom, o których	Część pierwsza uwagi – nieuwzględniona. W zakresie zastosowanej w projektowanym przepisie terminologii – odpowiedź analogiczna jak w uwadze nr 291 (pojęcie odbiorcy w gospodarstwie domowym jest na tyle jasne i ugruntowane w systematyce aktów prawnych, że nie wymaga ingerencji również w tym przypadku). Część druga uwagi - częściowo uwzględniona – zastosowane zostało wyłączenie ze wskazanego przepisu części dotyczącej przesyłania zamiast dodawania fragment

			mowa w ust. 3a, a któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej.	zaproponowanego w niniejszej uwadze – taki zabieg konsumuje poniższą propozycję.
300.	Art. 1 pkt 4 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4ab ustawy - Prawo energetyczne – po ust. 4ab dodać ust. 4ac	GAZ-SYSTEM	Proponowana zmiana ujednoliciła kwestię określania parametrów ciśnienia paliwa gazowego oraz parametrów jakościowych tego paliwa (określanie tych parametrów w instrukcji, o której mowa w art. 9g). Wskazać należy, że w związku z rozwojem rynku gazu w Polsce oraz zwiększeniem liczby podmiotów dostarczających paliwo gazowe do systemu przesyłowego, część punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego (oraz punktów wyjścia z systemu) jest wykorzystywana przez większą liczbę użytkowników systemu. Aktualnie, parametry ciśnienia paliwa gazowego są określone w IRIESP (w umowach przesyłowych znajduje się odwołanie do instrukcji). Niemniej jednak zasadne jest usankcjonowanie tego rozwiązania również w ustawie. Odnosząc się do kwestii określania parametrów jakościowych paliwa gazowego, należy wskazać, że uprawnienie OSPg do określania tych parametrów wynika z art. 2 ust. 1 pkt 9 rozporządzenia 715/2009. Zgodnie bowiem z tym przepisem „integralność systemu w odniesieniu do sieci przesyłowej, włączając w to niezbędne instalacje przesyłowe, oznacza każdą sytuację, w której ciśnienie i jakość gazu ziemnego pozostaje wewnątrz przedziału, którego dolną i górną granicę określa operator systemu przesyłowego, tak, że przesył gazu ziemnego jest zapewniony z technicznego punktu widzenia”. Konsekwentnie, zasadne jest określanie parametrów jakościowych paliwa gazowego za pośrednictwem IRIESP.	Uwaga odrzucona. Obecne brzmienie ustawy w art. 9g pozwala na uregulowanie parametrów jakościowych w IRIESP. Brak jest uzasadnienia dla uregulowania proponowanych przepisów w ustawie.

			Proponowana zmiana: w art. 5 po ust. 4ab dodaje się ust. 4ac w brzmieniu: „ust. 4ac. Umowa o świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego powinna zawierać postanowienia określające minimalne ciśnienie paliwa gazowego dostarczanego do punktu wejścia do systemu gazowego, którego wysokość jest publikowana na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zasadami uregulowanymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g oraz o parametrach jakościowych paliwa gazowego określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g.” w art. 9 ust. 2 pkt 8 otrzymuje brzmienie: „8) parametry jakościowe paliw gazowych dla sieci dystrybucyjnych i standardy jakościowe obsługi odbiorców;”	
301.	Art. 1 pkt 4 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4ab ustawy - Prawo energetyczne – po ust. 4ab dodać ust. 4ac	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja dodania przepisu nakazującego zawarcie w umowach stosowanych z odbiorcami końcowymi podlegającymi ograniczeniom postanowień określających maksymalne dopuszczalne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej: 4ac. W przypadku odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także umowa kompleksowa, zawiera postanowienia określające maksymalne dopuszczalne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wyznaczone zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a.	Uwaga nieuwzględniona. Powyższą propozycję konsumuje przepis 4a już znajdujący się w uPE. Nie ma więc potrzeby wydawania kolejnego podobnego przepisu.
302.	Ar. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie	Towarowa Giełda Energii	Aktualnie TGE publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen energii elektrycznej. Nie dysponuje jednak danymi dotyczącymi stawek opłat, który wynikają z taryf	Uwaga uwzględniona częściowo.

	art. 5 ust. 4b ustawy - Prawo energetyczne		konkretnych przedsiębiorstw energetycznych. W związku z powyższym celowym jest zawężenie przepisu do informacji faktycznie posiadanych przez Giełdę. Równocześnie dla uelastycznienia treści obowiązku TGE proponuje zastąpić pojęcie „okresy rozliczania niezbilansowania” pojęciem „okresy doby następnej określone w specyfikacji notowanych instrumentów”. Powyższa propozycja wynika przede wszystkim z faktu, iż okresy dostawy energii elektrycznej w notowaniach na dzień następny mogą być dłuższe niż okresy rozliczania niezbilansowania. Okresy godzinowe dla notowań na dzień następny są obecnie standardem na europejskich rynkach energii elektrycznej i notowania na dzień następny dla krótszych okresów, równych okresom rozliczania niezbilansowania, nie są prowadzone nawet na najbardziej rozwiniętych rynkach giełdowych, np. na rynku niemieckim. W związku z powyższym brak zmiany w tym zakresie mógłby spowodować np. konieczność publikacji przez TGE danych dla okresów 15-minutowych, podczas gdy notowania byłyby prowadzone dla okresów godzinowych. Ponadto, TGE proponuje dookreślenie cen energii elektrycznej poprzez zapis „zawartych na rynkach dnia następnego” – z uwagi na potrzebę oddzielenia notowań z rynków dnia następnego od notowań z rynków dnia bieżącego oraz ograniczenie cen objętych obowiązkiem publikacji do rynków dnia następnego. Jest to uzasadnione tym, iż na rynkach dnia bieżącego obroty koncentrują się na w standardowych warunkach na bieżącym dniu dostawy energii elektrycznej, lecz – zwykle w niewielkim zakresie – w późnych godzinach doby dochodzi również do obrotu z dostawą w dniu następnym. Brak ograniczenia się tylko do rynków dnia następnego doprowadziłby do konieczności	Nie uwzględniono jedynie części 3 uwagi. Ograniczenie się tylko do rynku dnia następnego byłoby niezgodne z treścią definicji z dyrektywy 944, gdzie jest mowa o rynku dnia bieżącego: „umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej” oznacza umowę na dostawę energii elektrycznej między dostawcą a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającą wahania cen na rynkach transakcji natychmiastowych, w tym na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, w odstępach co najmniej równych częstotliwości rozliczeń na rynku.

			wdrażania przez giełdy dodatkowych wskaźników cenowych oraz niepotrzebnego skomplikowania sposobu publikacji giełdowych cen energii elektrycznej. TGE proponuje dodanie informacji o jednostce, w jakiej powinny być publikowane ceny energii elektrycznej. TGE podkreśla, iż dodanie nowego obowiązku w zakresie publikacji i udostępnienia danych w zakresie cen powinno być skorelowane z pozostawieniem tzw. obliża giełdowego w zakresie energii elektrycznej. TGE zwraca uwagę, iż nałożenie obowiązku udostępniania określonych danych nie precyzuje szczegółowych zasad tegoż udostępniania. TGE proponuje poniższą zmianę ust. 4g: „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen energii elektrycznej w transakcjach zawartych na rynkach dnia następnego na okresy doby następnej określone w specyfikacji notowanych instrumentów oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej. Ceny powinny być wyrażone w złotych polskich w	

			odniesieniu do 1 MWh energii elektrycznej, z dokładnością do 1 gr.”	
303.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4c ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Rekomendujemy uregulowanie kwestii minimalnych treści umów z odbiorcami na zasadach dotychczasowych ponieważ w praktyce zmiana ingeruje głównie w umowy zawierane z odbiorcami będącymi przedsiębiorcami, którzy zawierają ze sprzedawcami umowy na zasadzie swobody umów i mają możliwość negocjacji treści umów. Ostatecznie, jeżeli powyższa propozycja nie jest możliwa, proponuje się zmianę redakcji projektowanego przepisu, w taki sposób aby obowiązek informowania o pozasądowym rozstrzyganiu sporów występował jedynie w przypadku umów z odbiorcami w gospodarstwie domowym bowiem tylko wobec konsumentów (większość z nich to właśnie odbiorcy w gospodarstwie domowym) występują obowiązki, o których mowa w ustawie o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich. Propozycja brzmienia przepisu: 4c. Umowa sprzedaży oraz umowa kompleksowa, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej określają strony umowy i zawierają informację o: 1) prawach tego odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg, a w przypadku gdy stroną umowy jest odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, także o sposobach wszczynania procedur pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym o sposobie rozwiązywania sporów, o którym mowa w art. 31a ust. 1; 2) możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej; 3) miejscu i sposobie zapoznania się, z mającymi zastosowanie, obowiązującymi taryfami, w tym	Uwaga uwzględniona.

			opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego.	
304.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie	Uwaga nieuwzględniona. Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku.

			obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi. Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 1. dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2. zakres świadczonych usług; 3. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4. czas trwania umowy; 5. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. <i>Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych</i>	

			<i>do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
305.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W	Uwaga nieuwzględniona. Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku.

			szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi. Propozycja przepisu: Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 1. dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2. zakres świadczonych usług; 3. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4. czas trwania umowy; 5. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. <i>Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do</i>	

			<i>ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
306.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W	Uwaga nieuwzględniona. Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku.

			szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi. Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 1. dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2. zakres świadczonych usług; 3. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4. czas trwania umowy; 5. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. <i>Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych</i>	

			<i>do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
307.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 4d ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy - Prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy - Prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie	Uwaga nieuwzględniona. Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku.

			obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi. Propozycja przepisu: Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie: Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej: 1. dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2. zakres świadczonych usług; 3. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4. czas trwania umowy; 5. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.	

308.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 4d ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Wśród podmiotów będących sprzedawcami energii elektrycznej mogą się znaleźć również podmioty mające status operatora systemu dystrybucyjnego - podmioty zintegrowane pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy prawo energetyczne. W takim wypadku, podmioty te mogą pełnić jednocześnie rolę sprzedawcy paliw/energii elektrycznej oraz operatora systemu dystrybucyjnego lub także – zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy prawo energetyczne – operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W odniesieniu do takich podmiotów, działalność sprzedawcy energii elektrycznej - będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny ma charakter specyficzny, znacząco odbiegający od typowej działalności przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim, głównym przedmiotem przedsiębiorstw mających status zamkniętego systemu dystrybucyjnego nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Z uwagi na powyższe, nakładanie na taki podmiot dodatkowego obowiązku w postaci konieczności przedłożenia odbiorcy streszczenia kluczowych postanowień umowy w przystępnej i zwięzłej formie, zawierającej co najmniej elementy wymienione w proponowanym przepisie byłoby nadmiernym obciążeniem organizacyjnym. W szczególności, byłoby to w takim układzie obowiązkiem sztucznym, nierealizującym zakładanej funkcji ochronnej względem takiego	Uwaga nieuwzględniona. Brak uzasadnienia dla zwolnienia ze wskazanego w regulacji obowiązku.

			odbiorcy końcowego. Dążąc do minimalizacji obowiązków regulacyjnych względem operatorów systemów dystrybucyjnych uznanych jako zamknięty system dystrybucyjny, będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej, zasadne jest wyłączenie powyższego obowiązku względem sprzedawców będących jednocześnie operatorem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W związku z powyższym, wnosimy o uwzględnienie uwagi. Zmienia się art. 5 ust. 4d i nadaje się mu następujące brzmienie: <i>Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 6. dane sprzedawcy energii elektrycznej; 7. zakres świadczonych usług; 8. informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 9. czas trwania umowy; 10. warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony. <i>Powyższy obowiązek nie dotyczy sprzedawcy będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1. w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	

309.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Do zawarcia umowy rezerwowej dochodzi w momencie utraty przez klienta sprzedawcy podstawowego, a rezerwowy zgodnie z brzemieniem obecnych przepisów prawa energetycznego ma 30 dni na przesłanie umowy nie będzie mógł zatem w dniu zawarcia umowy przedłożyć odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych postanowień umowy. Zatem obecnie obowiązek ten jest niemożliwy do spełnienia przy umowach zawieranych w trybie art. 5aa i 5 ab pr. en. (o ile dot. Umowy Kompleksowej). Proponujemy również uwzględnić zapisy mówiący o możliwości przedkładania streszczenia w wersji elektronicznej za zgodą odbiorcy końcowego. „4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej: 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres świadczonych usług 3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony” Propozycja zmian: „4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, z wyłączeniem umów	Uwaga uwzględniona.

			sprzedaży zawieranych w trybie art. 5aa i 5ab najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej: 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres świadczonych usług 3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony”	
310.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Do zawarcia umowy rezerwowej dochodzi w momencie utraty przez klienta sprzedawcy podstawowego, a rezerwowy zgodnie z brzemieniem obecnych przepisów prawa energetycznego ma 30 dni na przesłanie umowy nie będzie mógł zatem w dniu zawarcia umowy przedłożyć odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych postanowień umowy. Zatem obecnie obowiązek ten jest niemożliwy do spełnienia przy umowach zawieranych w trybie art. 5aa i 5 ab pr. en. (o ile dot. Umowy Kompleksowej). Proponujemy również uwzględnić zapisy mówiący o możliwości przedkładania streszczenia w wersji elektronicznej za zgodą odbiorcy końcowego. Propozycja przepisu: <i>„4d. Sprzedawca energii elektrycznej przedkłada odbiorcy końcowemu, z wyłączeniem umów sprzedaży zawieranych w trybie art. 5aa i 5ab najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych</i>	Uwaga uwzględniona.

			<i>postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres świadczonych usług 3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony”	
311.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się uwzględnienie w przepisie: umowy kompleksowej oraz wynikającej z niej specyfiki, ponieważ w projekcie proponuje się, że wybrani odbiorcy będą mogli zawierać wyłącznie umowę kompleksową. Proponuje się nie stosować przepisu do sprzedawców rezerwowych i sprzedawców z urzędu, gdyż nie mogą oni dostarczyć wymaganych informacji przed rozpoczęciem sprzedaży energii elektrycznej. Zasadne jest doprecyzowanie o jakie usługi chodzi w pkt 2 – sprzedaż energii elektrycznej nie jest świadczeniem usług, lecz dostawą towarów (przepisy o sprzedaży rzeczy stosuje się odpowiednio do sprzedaży energii – art. 555 ustawy Kodeks cywilny). Propozycja przepisu: 4d. Sprzedawca energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedawcy rezerwowego lub sprzedawcy z urzędu, przedkłada odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej: 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres dostaw i świadczonych usług;	Uwaga uwzględniona.

			3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej, a w przypadku umowy kompleksowej również informację o taryfie za usługi dystrybucji; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.	
312.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	Proponuję się zmianę w treści dodanego ust. 4d poprzez zastąpienie słowa „przekłada” słowem „przekazuje”. Zmiana ma na celu dostosowanie zapisu do nowych sposobów zawieranie umów z odbiorcami, np. z wykorzystaniem kanałów kontaktu do zdalnej komunikacji. <i>4d. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> <i>1) dane sprzedawcy energii elektrycznej;</i> <i>2) zakres świadczonych usług;</i> <i>3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej;</i> <i>4) czas trwania umowy;</i> <i>5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.</i>	Uwaga uwzględniona.
313.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponuję się zmianę w treści dodanego ust. 4d poprzez zastąpienie słowa „przekłada” słowem „przekazuje”.	Uwaga uwzględniona.

	w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d ustawy Prawo energetyczne		Zmiana ma na celu dostosowanie zapisu do nowych sposobów zawieranie umów z odbiorcami, np. z wykorzystaniem kanałów kontaktu do zdalnej komunikacji. Propozycja brzmienia przepisu: <i>4d. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenie kluczowych postanowień umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, zawierające co najmniej:</i> 1) dane sprzedawcy energii elektrycznej; 2) zakres świadczonych usług; 3) informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii elektrycznej; 4) czas trwania umowy; 5) warunki zakończenia obowiązywania umowy, w tym informacje o możliwych do poniesienia przez odbiorcę końcowego kosztach i odszkodowaniu w przypadku wypowiedzenia umowy zawartej na czas oznaczony.	
314.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT)	4e. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Treść uwagi: Proponujemy zapis uzupełniający, który doprecyzuje udostępnianie danych. Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono) 4e. W przypadku odbiorcy końcowego, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu oraz udostępniane są mu, w czasie zbliżonym do	Uwaga nieuwzględniona. Funkcjonalność LZO powinna na to pozwalać; wynika ona z przepisów rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego. Nie ma potrzeby opisywania funkcjonalności LZO w ustawie.

			rzeczywistego, wskazania licznika dot. zużycia i produkcji energii, sprzedaż energii elektrycznej może odbywać się na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	
315.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Z obecnie proponowanego brzmienia przepisu wynika obowiązek prowadzenia sprzedaży wyłącznie na podstawie umowy z ceną dynamiczną, co nie odzwierciedla celów Dyrektywy 2019/944, która zapewnia jedynie możliwość wyboru takiej umowy przez odbiorcę końcowego. Dodatkowo pozostałe przepisy (m.in. dodawany ust. 4e w art. 5) oraz treść uzasadnienia projektu wskazują, że brzmienie, które miałoby nakładać obowiązek stosowania wyłącznie umów z ceną dynamiczną stoi wbrew pierwotnej intencji prawodawcy. Dodatkowo zapis w art. 5 ust. 4f oraz ust. 6g – Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku. Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE. Propozycja przepisu: <i>„4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania odbiorcom końcowym, spełniającym warunek, o którym mowa w ust. 4e, możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.”</i>	Uwaga częściowo uwzględniona. Intencją projektodawcy nie było prowadzenie wyłącznie tego rodzaju umów. Aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych dokonano zmiany wyrazu „prowadzenia” na „oferowania”. Zgodnie z art. 11 ust. 1 dyrektywy 944: 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii

				elektrycznej. Każdy odbiorca, który ma zainstalowany LZO powinien mieć prawo do takiej umowy. W zakresie okresu przejściowego – za długi okres na wprowadzenie umowy z ceną dynamiczną.
316.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zwracamy uwagę, że prowadzenie sprzedaży energii na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. Jeśli sprzedawca nie znajdzie nabywcy, nie może być mowy o sprzedaży energii elektrycznej. Obecne sformułowanie przepisu nakłada na sprzedawcę obowiązek, którego spełnienie jest od niego niezależne. Co więcej, projektowane brzmienie może sugerować, że sprzedawca posiadający powyżej 200 000 odbiorców może prowadzić sprzedaż tylko z wykorzystaniem ceny dynamicznej. Propozycja brzmienia przepisu: Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia oferowania do sprzedaży energii elektryczną na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona.
317.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zwracamy uwagę, że prowadzenie sprzedaży energii na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na	Uwaga uwzględniona.

	w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne		przewodzenie sprzedaży w takiej formie. Jeśli sprzedawca nie znajdzie nabywcy, nie może być mowy o sprzedaży energii elektrycznej. Obecne sformułowanie przepisu nakłada na sprzedawcę obowiązek, którego spełnienie jest od niego niezależne. Co więcej, projektowane brzmienie może sugerować, że sprzedawca posiadający powyżej 200 000 odbiorców może prowadzić sprzedaż tylko z wykorzystaniem ceny dynamicznej. Propozycja brzmienia przepisu: Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia oferowania do sprzedaży energię elektryczną na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	
318.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Z obecnie proponowanego brzmienia przepisu wynika obowiązek prowadzenia sprzedaży wyłącznie na podstawie umowy z ceną dynamiczną, co nie odzwierciedla celów Dyrektywy 2019/944, która zapewnia jedynie możliwość wyboru takiej umowy przez odbiorcę końcowego. Dodatkowo pozostałe przepisy (m.in. dodawany ust. 4e w art. 5) oraz treść uzasadnienia projektu wskazują, że brzmienie, które miałyby nakładać obowiązek stosowania wyłącznie umów z ceną dynamiczną stoi wbrew pierwotnej intencji prawodawcy. Dodatkowo zapis w art. 5 ust. 4f oraz ust. 6g – Sprzedawcy nie posiadają funkcjonalności do prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Wymagane jest wydłużenie okresu wejścia w życie tego obowiązku.	Uwaga częściowo uwzględniona. Intencją projektodawcy nie było prowadzenie wyłącznie tego rodzaju umów. Aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych dokonano zmiany wyrazu „przewodzenia” na „oferowania”. Zgodnie z art. 11 ust. 1 dyrektywy 944: 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby krajowe ramy regulacyjne umożliwiały

			Proponujemy wprowadzenie obowiązku wraz w wejściem CSIRE. Propozycja przepisu: „4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania odbiorcom końcowym, spełniającym warunek, o którym mowa w ust. 4e, możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.”	dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi, którzy mają zainstalowany inteligentny licznik, mogli zwrócić się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Każdy odbiorca, który ma zainstalowany LZO powinien mieć prawo do takiej umowy. W zakresie okresu przejściowego – za długi okres na wprowadzenie umowy z ceną dynamiczną.
319.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Kryterium stosowania umów z ceną dynamiczną zostało dookreślone. Obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną powinien dotyczyć oferowania takich umów a nie ich zawierania. Propozycja przepisu: Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawarte umowy na sprzedaż energii elektrycznej	Uwaga uwzględniona.

			lub umowy kompleksowe z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do oferowania prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	
320.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowany art. 5 ust. 4f ustawy – Prawo energetyczne przewiduje po stronie sprzedawcy, posiadającego co najmniej 200 tys. odbiorców, obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną. Przepis uniemożliwia przedstawienie odbiorcy innej oferty niż z ceną dynamiczną, co pozbawia odbiorcę (także dużego) wyboru grupy taryfowej/oferty innej niż z ceną dynamiczną, co zdaje się naruszać prawa odbiorcy. Proponuje się umożliwienie odbiorcom dokonania wyboru umowy.	Uwaga uwzględniona.
321.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4f ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Zapis w tej formie nie traktuje równo sprzedawców. Grupa taryfowa z ceną dynamiczną będzie dotyczyć wszystkich odbiorców końcowych, w związku z czym podlegać będzie warunkom konkurencji stąd szczegółowe warunki oferty (jak cena i mechanizmy rozliczeniowe) dla odbiorców innych aniżeli konsument nie powinny podlegać upublicznieniu na stronie internetowej. Proponujemy: <i>„4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do ~~prowadzenia~~ posiadania oferty sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii</i>	Uwaga uwzględniona.

			<i>elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej skierowanej do gospodarstw domowych.”.</i> 2. Z przepisu powinno jasno wynikać, że umowa z ceną dynamiczną jest tylko jedną z możliwych form sprzedaży energii. Propozycja brzmienia art.5 ust. 4f: <i>4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę na sprzedaż energii elektrycznej z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej również na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.</i> 3. Proponujemy zmianę redakcji przepisu poprzez doszczegółowienie, że kryterium dla wystąpienia obowiązku w zakresie umów z cenami dynamicznymi jest sprzedaż do określonej liczby odbiorców końcowych, a nie posiadanie określonej liczby zawartych umów ponieważ istotna jest liczba realizowanych w danym momencie umów, a nie umów zawartych i będących podstawą do sprzedaży dopiero w przyszłości. Ponadto ilość zawartych umów nie determinuje ilu odbiorcom faktycznie sprzedaż jest świadczona – część odbiorców mimo związania umową ze sprzedawcą, bez wypowiedzenia umowy dokonuje zmiany sprzedawcy – przy poprzedniej redakcji przepisu odbiorca taki zaliczany byłby do „puli” odbiorców dwóch sprzedawców.	

			Ponadto mając na uwadze, że zawarcie umowy z ceną dynamiczną jest uprawnieniem odbiorcy, a nie jego obowiązkiem rekomenduje się wprowadzenie obowiązku oferowania sprzedaży takim odbiorcom, u których możliwe jest jej wykonywanie, a dopiero następnie obowiązku jej realizacji. Propozycja brzmienia przepisu: <i>4f. Sprzedawca energii elektrycznej, który sprzedaje energię elektryczną do co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązany jest oferować odbiorcom końcowym, u których zainstalowany jest licznik zdalnego odczytu sprzedaż energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, prowadzenia takiej sprzedaży u zainteresowanych nią odbiorców końcowych oraz do publikowania na swoich stronach internetowych ofert na umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.</i>	
322.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Towarowa Giełda Energii powinna udostępniać również dane o rynku dnia bieżącego. Aktualny zapis może budzić w późniejszym terminie wątpliwości co do możliwości stosowania w umowach z ceną dynamiczną cen z rynku bieżącego. Propozycja przepisu: <i>„4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia</i>	Uwaga uwzględniona.

			<i>Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.”</i>	
323.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Udostępnienie informacji o cenach sprzedawcom energii elektrycznej powinno następować niezwłocznie po ich wyznaczeniu przez giełdę. Propozycja zmian: Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje, niezwłocznie po ich wyznaczeniu, w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona.

324.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Udostępnienie informacji o cenach sprzedawcom energii elektrycznej powinno następować niezwłocznie po ich wyznaczeniu przez giełdę. Propozycja zmian: Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje, niezwłocznie po ich wyznaczeniu, w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona.
325.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Towarowa Giełda Energii powinna udostępniać również dane o rynku dnia bieżącego. Aktualny zapis może budzić w późniejszym terminie wątpliwości co do możliwości stosowania w umowach z ceną dynamiczną cen z rynku bieżącego. „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii	Uwaga uwzględniona.

			elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.” Propozycja zmian: „4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.2)) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w odstępach równych okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943 oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.”	

326.	Art. 1 pkt 4 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4g ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja ma na celu wprowadzenie zasady, iż ceny energii elektrycznej są podawane tak aby odbiorca mógł się z nimi zapoznać przed dostawą: 4g. Spółka prowadząca na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.) publikuje na swoich stronach internetowych informacje na temat cen i stawek opłat dla produktów: dla rynków dnia następnego energii elektrycznej na okresy doby następnej, a dla rynków dnia bieżącego energii elektrycznej nie później niż przed ostatecznym terminem aktualizacji danych handlowych na rynku bilansującym, oraz udostępnia te informacje w postaci elektronicznej sprzedawcom energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona w brzmieniu zaproponowanym przez PKEE – poz. 323.
327.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 pkt 2 zdanie wstępne ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis nie powinien dotyczyć umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, gdyż ceny w tych umowach mogą się zmieniać z dowolną dynamiką (np. co kwadrans). Propozycja informowania o zmianie cen a nie tylko o podwyżkach – odbiorca powinien mieć zawsze aktualną informację o cenach. Propozycja brzmienia: 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, którzy nie są stroną umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej, w sposób przejrzysty i	Uwaga uwzględniona.

			zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach zmiany, w terminie:	
328.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Zgodnie z uPe Art. 47 4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania, z uwzględnieniem ust. 5. Jeżeli zapis Art. 5 ust. 6 pkt. 2. dotyczyłby również przekazania informacji przez sprzedawcę o taryfie OSD to oznaczałoby to konieczność zatwierdzenia i opublikowania taryfy OSD na co najmniej miesiąc przed końcem roku tak, aby taryfa OSD mogła obowiązywać od 1 stycznia. Dotychczas proces zatwierdzania taryfy OSD mógł zakończyć się na 14 dni przed końcem roku. Analiza analogicznego zapisu w dyrektywie 2019/944 wskazuje, że ogranicza się on jedynie do zmian cen sprzedaży, a nie opłat np. w taryfach dystrybucyjnych. Proponujemy doprecyzowanie tego przepisu zgodnie z zapisem dyrektywy. Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: 6. Sprzedawca: ... 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen ~~lub stawek opłat~~ za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: ...	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.
329.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W zakresie e.e. przepis nie dotyczy taryf zatwierdzanych i wymaga wskazania powodów i warunków podwyżki. Zgodnie z Dyrektywą art. 10: 4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o

			wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca. 5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są zatwierdzane przez Prezesa URE. Projekt ustawy nie zawiera przepisów z których wynikałoby, że sprzedawcy zostaną zwolnieni z obowiązku zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych i z tego powodu powiadomienie o podwyżkach cen energii, gdy są zatwierdzane, powinno być dla paliw gazowych i dla energii uregulowane identycznie. Propozycja przepisu: „6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki;	każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.

			2) energii elektrycznej – z zastrzeżeniem pkt 1 powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, „ b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”	
330.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W przypadku podwyżek cen energii elektrycznej wprowadzono obowiązek powiadomienia odbiorców w terminie miesiąca lub dwóch tygodni przed wejściem podwyżki w życie. Taki obowiązek jest niemożliwy do wykonania w przypadku odbiorców rozlicznych na podstawie cen zatwierdzanych przez Prezesa URE.. Prezes URE wydaje decyzję o zatwierdzeniu taryfy po zakończeniu postępowania administracyjnego, którego czas trwania nie jest ściśle określony. Sprzedawca nie może przekazać odbiorcom informacji na miesiąc lub nawet na dwa tygodnie przed terminem, którego nie zna. Co więcej zapis w takiej formie może opóźnić wejście w życie zmianę cen, co naraża sprzedawcę na poniesienie strat, tylko z powodu opóźnienia wejścia w życie uzasadnionych podwyżek cen, w celu dochowania przedstawionych w ustawie terminów powiadomienia klientów. Ustawa nie może wprowadzać przepisów narażających na prowadzenie działalności gospodarczej ze stratą finansową. Ponadto pojęciem niezdefiniowanym i niedookreślonym użytym w proponowanym zapisie jest obowiązek poinformowania o „warunkach podwyżek”. Proponujemy usunięcie tej zmiany i pozostawienie w pierwotnym brzmieniu ustawy tego ustępu.	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie

			Alternatywnie, mając na względzie, że przedmiotowy projekt ustawy nie znosi obowiązku zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, sposób poinformowania odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat wynikających z zatwierdzonej w drodze decyzji administracyjnej taryfy powinien być tożsamy jak dla paliwa gazowego. Utrzymanie projektowanego brzmienia wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia przez sprzedawcę energii elektrycznej dodatkowych nakładów finansowych, co może negatywnie wpłynąć na kalkulację cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych. Propozycja alternatywna do usunięcia projektowanej zmiany: Sprzedawca: 1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe oraz energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną określonych w cennikach innych niż wskazane w ust. 6 pkt 1) oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.	może zostać uwzględniona.
331.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W przypadku podwyżek cen energii elektrycznej wprowadzono obowiązek powiadomienia	Uwaga nieuwzględniona.

	w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne		odbiorców w terminie miesiąca lub dwóch tygodni przed wejściem podwyżki w życie. Taki obowiązek jest niemożliwy do wykonania w przypadku odbiorców rozlicznych na podstawie cen zatwierdzanych przez Prezesa URE. Prezes URE wydaje decyzję o zatwierdzeniu taryfy po zakończeniu postępowania administracyjnego, którego czas trwania nie jest ściśle określony. Sprzedawca nie może przekazać odbiorcom informacji na miesiąc lub nawet na dwa tygodnie przed terminem, którego nie zna. Co więcej zapis w takiej formie może opóźnić wejście w życie zmiany cen, co naraża sprzedawcę na poniesienie strat, tylko z powodu opóźnienia wejścia w życie uzasadnionych podwyżek cen, w celu dochowania przedstawionych w ustawie terminów powiadomienia klientów. Ustawa nie może wprowadzać przepisów narażających na prowadzenie działalności gospodarczej ze stratą finansową. Ponadto pojęciem niezdefiniowanym i niedookreślonym użytym w proponowanym zapisie jest obowiązek poinformowania o „warunkach podwyżek”. Proponujemy usunięcie tej zmiany i pozostawienie w pierwotnym brzmieniu ustawy tego ustępu. Alternatywnie, mając na względzie, że przedmiotowy projekt ustawy nie znosi obowiązku zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, sposób poinformowania odbiorców o podwyżce cen lub stawek opłat wynikających z zatwierdzonej w drodze decyzji administracyjnej taryfy powinien być tożsamy jak dla paliwa gazowego. Utrzymanie projektowanego brzmienia wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia przez sprzedawcę energii elektrycznej dodatkowych nakładów finansowych, co może negatywnie wpłynąć na kalkulację cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych.	Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.

			Propozycja alternatywna do usunięcia projektowanej zmiany: Sprzedawca: 1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe oraz energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną określonych w cennikach innych niż wskazane w ust. 6 pkt 1) oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.	
332.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	W zakresie e.e. przepis nie dotyczy taryf zatwierdzanych i wymaga wskazania powodów i warunków podwyżki. Zgodnie z Dyrektywą art. 10. 4. Odbiorcy końcowi otrzymują stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz są informowani o prawie do rozwiązania umowy za wypowiedzeniem. Dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych, w przejrzysty i zrozumiały sposób, o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w przejrzysty i zrozumiały sposób, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących

			wejściem w życie zmian. Państwa członkowskie zapewniają odbiorcom końcowym prawo do rozwiązania umowy, jeżeli nie akceptują oni nowych warunków umownych lub dostosowań cen dostaw, o których zawiadomił ich dostawca. 5. Dostawcy dostarczają odbiorcom końcowym przejrzyste informacje o mających zastosowanie cenach i taryfach oraz o standardowych warunkach dotyczących dostępu do usług i korzystania z usług elektroenergetycznych. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są zatwierdzane przez Prezesa URE. Projekt ustawy nie zawiera przepisów z których wynikałoby, że sprzedawcy zostaną zwolnieni z obowiązku zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych i z tego powodu powiadamianie o podwyżkach cen energii, gdy są zatwierdzane, powinno być dla paliw gazowych i dla energii uregulowane identycznie. Zgodnie z uPe Art. 47 4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania, z uwzględnieniem ust. 5. Jeżeli zapis Art. 5 ust. 6 pkt. 2. dotyczyłby również przekazania informacji przez sprzedawcę o taryfie OSD to oznaczałoby to konieczność zatwierdzenia i opublikowania taryfy OSD na co najmniej miesiąc przed końcem roku tak aby taryfa OSD mogła obowiązywać od 1 stycznia. Dotychczas proces zatwierdzania taryfy OSD mógł zakończyć się na 14 dni przed końcem roku. Analiza analogicznego zapisu w dyrektywie 2019/944 wskazuje, że ogranicza się on jedynie do zmian cen sprzedaży, a nie opłat np. w taryfach dystrybucyjnych. Proponujemy doprecyzowanie tego przepisu zgodnie z zapisem dyrektywy.	gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.

			„6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych,” b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Propozycja zmian: „6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych oraz energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – z zastrzeżeniem pkt 1 powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, „ b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.	

333.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Redakcja zaproponowanych przepisów jest niezrozumiała. W części dotyczącej odbiorców paliw gazowych dotyczy tylko informacji o zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego (czyli odbiorcy z grup już „uwolnionych” nie zostali przewidziani w tej regulacji). W części dotyczącej odbiorców energii elektrycznej nie przewidziano powiadamiania odbiorców o podwyżkach wynikających z zatwierdzonej taryfy. Uzasadnione rozróżnienie trybów powiadamiania mogłoby mieć zastosowanie w przypadku taryfy (powiadamianie po zatwierdzeniu) i rynkowych cen (z wyprzedzeniem), zarówno dla odbiorców paliw gazowych jak i energii elektrycznej. Ponadto proponuje się rozszerzyć obowiązek informowania o podwyżce cen i stawek opłat o odbiorców ciepła.	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian.
334.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	W projektowanych przepisach dot. informowania o podwyżkach cen proponuję się, aby wszyscy odbiorcy w gospodarstwach domowych informowani byli miesiąc przed wprowadzeniem podwyżki, zamiast obecnego 1 okresu rozliczeniowego. W odniesieniu do podwyżek związanych ze zmianą taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE, powiadomienie odbiorcy z takim wyprzedzeniem często nie będzie wykonalne. Wynika to z samego przebiegu procesu taryfowania, w ramach które często taryfy nie były ustalane z takim wyprzedzeniem czasowym. Ponadto odbiorcy taryfowi powiadamiani są o podwyżkach najczęściej razem z fakturą, która jest im dostarczana w ramach zakończenia najbliższego okresu rozliczeniowego po wprowadzeniu podwyżki. W	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później

			praktyce poinformowanie odbiorcy taryfowego miesiąc przed podwyżką skutkowałoby koniecznością generowania indywidualnych pism/powiadomień do każdego odbiorcy i wysokimi kosztami po stronie sprzedawców, które ostatecznie zostałyby przeniesione na odbiorców. Wobec powyższego proponuje się, aby w przypadku podwyżek wynikających z taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE: • powiadomienie z wyprzedzeniem 1 miesiąca odbywało się za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy, • sprzedawcy informowali dodatkowo odbiorców o podwyżce w ciągu jednego okresu rozliczeniowego, za pośrednictwem stosownych informacji na fakturze. 6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki, za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy. Dodatkowo sprzedawca informuje odbiorców w gospodarstwach domowych o podwyżce, za pośrednictwem komunikatu na fakturze, w ciągu	niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.

			jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki. 3) energii elektrycznej - powiadamia odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, innych niż określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki. 4) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców końcowych innych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, oraz o powodach i warunkach podwyżki. Powiadomienie to jest realizowane w terminie dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki.	
335.	Art. 1 pkt 4 lit. g projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Brak jest naszym zdaniem uzasadnienia do różnego traktowania sprzedawców paliw gazowych i sprzedawców energii elektrycznej. Ci pierwsi także powinni informować odbiorców o przyczynach podwyżki. Ponadto wnioskujemy o wykreślenie wyrazu „końcowy”. Zwrócić należy uwagę, że w obecnym stanie regulacyjnym w zakresie sprzedaży energii odbiorcom w gospodarstwach domowych (część taryf podlega regulacji Prezesa URE, a część nie) istnieje możliwość wprowadzenia taryfy w życie najwcześniej w ciągu 30 dni. W tej sytuacji aby dochować obowiązku informacyjnego, taryfy musiałyby być zatwierdzone z wyprzedzeniem – proponujemy dodać zapisy obligujące Prezesa URE do wydania decyzji administracyjnej w	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed

			sprawie taryfy, w terminie na 45 dni przed wejściem w życie nowej taryfy. Proponujemy dodać zapis, że za realizację informacji w przypadku taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE będzie uznana publikacja na stronie internetowej sprzedawcy. Realizacja obowiązku obligująca sprzedawców do indywidualnego informowania Klientów o zmianie taryfy wygeneruje nieuzasadnione koszty, które musiałyby i tak zostać przeniesione w taryfie uniemożliwiając w praktyce wprowadzenie taryfy w ciągu 30 dni. Proponujemy: „6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat ~~za dostarczane~~ związanych ze sprzedażą paliwa gazowego, określonych w zatwierdzonych taryfach oraz o powodach i warunkach podwyżki, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki; 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców ~~końcowych~~ niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.”. 2. W projektowanych przepisach dot. informowania o podwyżkach cen proponuję się,	wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. W kontekście planowanej rewizji przepisów gazowych, analogiczne zmiany mogą objąć sektor paliw gazowych. W związku z tym należy rozważyć podobne rozwiązania dla rynku gazu. Odmienne niż w przypadku energii elektrycznej, ewentualne zmiany cen gazu ziemnego wynikają w znacznej większości wyłącznie w notowań tego paliwa na rynku giełdowym oraz europejskich hubach gazowych.

			aby wszyscy odbiorcy w gospodarstwach domowych informowani byli miesiąc przed wprowadzeniem podwyżki, zamiast obecnego 1 okresu rozliczeniowego. W odniesieniu do podwyżek związanych ze zmianą taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE, powiadomienie odbiorcy z takim wyprzedzeniem często nie będzie wykonalne. Wynika to z samego przebiegu procesu taryfowania, w ramach którego często taryfy nie były ustalane z takim wyprzedzeniem czasowym. Ponadto odbiorcy taryfowi powiadamiani są o podwyżkach najczęściej razem z fakturą, która jest im dostarczana w ramach zakończenia najbliższego okresu rozliczeniowego po wprowadzeniu podwyżki. W praktyce poinformowanie odbiorcy taryfowego miesiąc przed podwyżką skutkowałoby koniecznością generowania indywidualnych pism/powiadomień do każdego odbiorcy i wysokimi kosztami po stronie sprzedawców, które ostatecznie zostałyby przeniesione na odbiorców. Wobec powyższego proponuje się, aby w przypadku podwyżek wynikających z taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE: • powiadomienie z wyprzedzeniem 1 miesiąca odbywało się za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy, • sprzedawcy informowali dodatkowo odbiorców o podwyżce w ciągu jednego okresu rozliczeniowego, za pośrednictwem stosownych informacji na fakturze. Propozycja: 6. Sprzedawca: 1) paliw gazowych – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen	

			<i>lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe, określonych</i> <i>w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia</i> <i>tej podwyżki;</i> 2) <i>energii elektrycznej – powiadamia odbiorców w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki.</i> <i>Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki, za pośrednictwem strony internetowej sprzedawcy. Dodatkowo sprzedawca informuje odbiorców w gospodarstwach domowych o podwyżce, za pośrednictwem komunikatu na fakturze, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki.</i> 3) <i>energii elektrycznej - powiadamia odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, innych niż określonych w zatwierdzonych taryfach sprzedawców, oraz o powodach i warunkach podwyżki.</i> <i>Powiadomienie to jest realizowane w terminie miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki.</i> 4) <i>energii elektrycznej – powiadamia odbiorców końcowych innych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, oraz o powodach i warunkach podwyżki.</i> <i>Powiadomienie to jest realizowane w terminie dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki.</i> 3. W ocenie wnoszącego uwagi proponowana regulacja art. 5 ust. 6 pkt 2 PE powinna zostać	

			połączona z modyfikacją ust. 5. Ust. 5 powinien zawierać wyłączenie nie tylko dla cen taryfowych, ale i wszystkich cen, bo w tym zakresie powiadamianie odbiorców o podwyżkach odbywać się będzie zgodnie z ust. 6. Ponadto w chwili obecnej, zwłaszcza w związku z upowszechnieniem trybu zawierania umów i komunikowania się z odbiorcami za pomocą środków porozumienia się na odległość, ust. 5 powinien mówić o udostępnianiu (a nie przesyłaniu) odbiorcom projektów zmian umów. Propozycja brzmienia art.5 ust. 5: <i>Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie udostępniane odbiorcy w sposób uzgodniony z odbiorcom; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy poinformować odbiorcę o prawie do wypowiedzenia umowy.</i> Art. 5 ust. 6: Proponowane przez projektodawcę brzmienie powinno być uzupełnione o następujące słowa, dodane po wyliczeniu: <i>informując jednocześnie odbiorcę o prawie do wypowiedzenia umowy.</i> 4. [dot. art. 5 ust. 6 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne] W pierwszej kolejności proponuje się usunięcie słów „oraz o powodach i warunkach podwyżki” – właściwe wykonanie tego obowiązku uznać należy w zasadzie za niemożliwe ponieważ	

			biorąc od uwagę zasady kształtowania cen odbiorców energii elektrycznej sprowadzać by się musiało do wygenerowania każdemu odbiorcy informacji, z której wynikałoby ekonomiczne uzasadnienie wzrostu cen i stawek opłat, a więc np. poparta konkretnymi wartościami informacja o kosztach zakupu energii na rynku hurtowym czy kosztach zakupu praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia czy innych kosztów, w tym usługowych. W zakresie zaś „warunków podwyżki” wskazać należy, że nie jest to element zrozumiały – czym są warunki podwyżki jeżeli podwyżkę stosuje się do wszystkich odbiorców będących w określonej grupie taryfowej? Ponadto wskazać należy, że projektowana zmiana ingerować może w sposób znaczący w reguły zmian warunków umowy przewidzianych w obecnych umowach z odbiorcami co generować będzie po stronie sprzedawców koszty związane z dostosowaniem tych umów do nowych regulacji. Propozycja: 6. Sprzedawca: (...) 2) energii elektrycznej – powiadamia odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną, w terminie: a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki – w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych	
336.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Obecne brzmienie przepisu nie precyzuje czy treść artykułu odnosi się także do klientów	Uwaga nieuwzględniona.

	w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy Prawo energetyczne		rozliczanych według taryf niezatwierdzanych przez Prezesa URE oraz klientów korzystających z oferty wolnorynkowej. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych należy przedmiotową kwestię doprecyzować. Znaczna część odbiorców końcowych korzysta z rozliczenia dłuższego niż kwartalne. Maksymalny okres rozliczeniowy to 12 miesięcy. Z uwagi na ten fakt, aby nie generować dodatkowych kosztów związanych z przekazywaniem odbiorcom informacji proponujemy wydłużenie czasookresu do 12 miesięcy. W celu minimalizacji kosztów proponujemy umieszczenie informacji w formie komunikatu na fakturze. Nie będzie to powodowało konieczności generowania kolejnych stron materiałów dołączanych do faktury. Najskuteczniejszym sposobem informowania klienta o dostępności innych ofert cenowych jest komunikat na fakturze, wysyłany raz na 12 miesięcy ze względu na fakt, że dokument ten jest z punktu widzenia klienta najistotniejszym, jaki otrzymuje przy rozliczeniu. Z związku z propozycją przesunięcia terminu wejścia w życie cen dynamicznych na wejście w życie CSIRE proponujemy przesunąć również wejścia w życie obowiązku informacyjnego na tą samą datę. Propozycja przepisu: <i>„6ca. Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE, co najmniej raz na 12 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego</i>	Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona.

			<i>odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywaniu ofert, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,”</i>	
337.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6a ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Nie ma żadnego uzasadnienie do wysyłania odbiorcy przez sprzedawcę raz na kwartał tej samej informacji. Co więcej zakres tej informacji, czyli promowanie innych sprzedawców i ofert, przede wszystkim powinien spoczywać na instytucjach państwowych. To nie sprzedawca powinien promować koncepcję ceny dynamicznej i uzasadniać, gdzie dostrzegł jakąkolwiek korzyść dla odbiorcy na zawarcie takiej oferty. Jeżeli taryfa jest niepożądaną ofertą, to wystarczające jest zwolnienie sprzedawców z konieczności przedstawiania taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE i wprowadzenie obowiązku sprzedaży tylko ofert wolnorynkowych. Zwracamy uwagę, że proponowany przepis promuje wolnorynkowych sprzedawców, na którym obowiązek taryfowy nie spoczywa. Zwracamy także uwagę, że koszty dystrybucji takich informacji są wysokie. Wykonanie obowiązku informacyjnego w zakresie wolnorynkowej oferty tego sprzedawcy w naturalny sposób może być realizowane poprzez dodanie dodatkowej informacji do przesyłki z fakturą. Większość odbiorców, u których stosowana jest taryfa zatwierdzana przez PURE, jest rozliczanych w cyklach półrocznych. Konieczność informowania w cyklach kwartalnych wygeneruje potrzebę realizacji dodatkowej wysyłki powiadomienia, co będzie generować dodatkowe koszty, które finalnie i tak będą musiały być pokryte przez odbiorców. Poza tym, w załączniku korespondencji, którą otrzymują	Uwaga częściowo uwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. Uwaga uwzględniona w zakresie przekazywania

			odbiorcy od różnych podmiotów, przesyłka niezawierająca faktury, a samą tylko informację, może być przez takiego odbiorcę zupełnie zignorowana. Proponujemy więc wyraźne wskazanie, że informacja może być przekazywana drogą elektroniczną, co z jednej strony będzie korzystne środowiskowo a z drugiej pozwoli na zautomatyzowanie procesu i obniżenie kosztów. Dodatkowo, mając na względzie brzmienie art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944, proponujemy uszczegółowienie brzmienia projektowanego przepisu, iż wprowadzany obowiązek dotyczy beneficjentów taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE, a nie wszystkich odbiorców energii korzystających z oferty sprzedawcy. Propozycja zmian: Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z tej taryfy, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, co najmniej raz na ~~kwartał~~ 6 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	informacji drogą elektroniczną.
338.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Nie ma żadnego uzasadnienie do wysyłania odbiorcy przez sprzedawcę raz na kwartał tej samej informacji. Co więcej zakres tej informacji, czyli promowanie innych sprzedawców i ofert, przede wszystkim powinien spoczywać na instytucjach państwowych. To nie sprzedawca powinien promować koncepcję ceny dynamicznej i uzasadniać, gdzie dostrzeż	Uwaga częściowo uwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o

			jakąkolwiek korzyść dla odbiorcy na zawarcie takiej oferty. Jeżeli taryfa jest niepożądaną ofertą, to wystarczające jest zwolnienie sprzedawców z konieczności przedstawiania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE i wprowadzenie obowiązku sprzedaży tylko ofert wolnorynkowych. Zwracamy uwagę, że proponowany przepis promuje wolnorynkowych sprzedawców, na którym obowiązek taryfowy nie spoczywa. Zwracamy także uwagę, że koszty dystrybucji takich informacji są wysokie. Wykonanie obowiązku informacyjnego <u>w zakresie wolnorynkowej oferty tego sprzedawcy</u> w naturalny sposób może być realizowane poprzez dodanie dodatkowej informacji do przesyłki z fakturą. Większość odbiorców, u których stosowana jest taryfa zatwierdzana przez PURE, jest rozliczanych w cyklach półrocznych. Konieczność informowania w cyklach kwartalnych wygeneruje potrzebę realizacji dodatkowej wysyłki powiadomienia, co będzie generować dodatkowe koszty, które finalnie i tak będą musiały być pokryte przez odbiorców. Poza tym, w zalewie korespondencji, którą otrzymują odbiorcy od różnych podmiotów, przesyłka niezawierająca faktury, a samą tylko informację, może być przez takiego odbiorcę zupełnie zignorowana. Proponujemy więc wyraźne wskazanie, że informacja może być przekazywana drogą elektroniczną, co z jednej strony będzie korzystne środowiskowo a z drugiej pozwoli na zautomatyzowanie procesu i obniżenie kosztów. Dodatkowo, mając na względzie brzmienie art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944, proponujemy uszczegółowienie brzmienia projektowanego przepisu, iż wprowadzany obowiązek dotyczy beneficjentów taryfy zatwierdzanej przez Prezesa	każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. Uwaga uwzględniona w zakresie przekazywania informacji drogą elektroniczną.

			URE, a nie wszystkich odbiorców energii korzystających z oferty sprzedawcy. Propozycja zmian: Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z tej taryfy, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, co najmniej raz na ~~kwartał~~ 6 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywaniu ofert i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej.	
339.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Obecne brzmienie przepisu nie precyzuje czy treść artykułu odnosi się także do klientów rozliczanych według taryf niezatwierdzanych przez Prezesa URE oraz klientów korzystających z oferty wolnorynkowej. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych należy przedmiotową kwestię doprecyzować. Znaczna część odbiorców końcowych korzysta z rozliczenia dłuższego niż kwartalne. Maksymalny okres rozliczeniowy to 12 miesięcy. Z uwagi na ten fakt, aby nie generować dodatkowych kosztów związanych z przekazywaniem odbiorcom informacji proponujemy wydłużenie czasookresu do 12 miesięcy. W celu minimalizacji kosztów proponujemy umieszczenie informacji w formie komunikatu na fakturze. Nie będzie to powodowało konieczności generowania kolejnych stron materiałów dołączanych do faktury.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944, dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym

			Najskuteczniejszym sposobem informowania klienta o dostępności innych ofert cenowych jest komunikat na fakturze, wysyłany raz na 12 miesięcy ze względu na fakt, że dokument ten jest z punktu widzenia klienta najistotniejszym, jaki otrzymuje przy rozliczeniu. Z związku z propozycją przesunięcia terminu wejścia w życie cen dynamicznych na wejście w życie CSIRE proponujemy przesunąć również wejścia w życie obowiązku informacyjnego na tą samą datę. Propozycja przepisu: „6ca. Sprzedawca energii elektrycznej, stosujący taryfę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki informuje odbiorcę końcowego korzystającego z taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE, co najmniej raz na 12 miesięcy, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy energii elektrycznej, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarcie ofert, w tym o możliwości zawarcia umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, i możliwościach oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej,”	przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego, uwaga nie może zostać uwzględniona. Uwaga uwzględniona w zakresie przesunięcia terminu wejścia w życie regulacji.
340.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Obowiązek informacyjny sprzedawców stosujących taryfę powinien zostać ograniczony do przekazywania informacji odbiorcom końcowym w gospodarstwie domowym. Przy zaproponowanym vacatio legis - 14 dni - dopełnienie obowiązku, o którym mowa w proponowanym przepisie będzie niemożliwe, ze względu na brak certyfikowanej porównywarki.	Uwaga uwzględniona.
341.	Art. 1 pkt 4 lit. h projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6ca ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Wnioskujemy o wykreślenie w całości. Taryfa zatwierdzana przez Prezesa URE nie spełnia kryterium „interwencji publicznej” – w drodze odstąpienia od ust. 1 i 2 państwa członkowskie mogą	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944,

	Prawo energetyczne		stosować interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej dla dotkniętych ubóstwem energetycznym lub wrażliwych odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Ponadto zwrócić należy uwagę, że obecna regulacja, będąca w kompetencjach Prezesa URE nie dotyczy na równych prawach wszystkich sprzedawców, informowanie wszystkich odbiorców spowoduje powstawanie u części uczestników nieuzasadnionych ekonomicznie kosztów. Dyrektywa stanowi: „4. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej: a) <i>muszą służyć ogólnemu interesowi gospodarczemu i nie mogą wykraczać poza to, co jest konieczne do osiągnięcia ogólnego interesu gospodarczego;</i> b) <i>muszą być jasno określone, przejrzyste, wolne od dyskryminacji i możliwe do zweryfikowania;</i> c) <i>muszą gwarantować unijnym przedsiębiorstwom energetycznym dostęp do odbiorców na równych warunkach;</i> 2. Sprzedawcy „regulowani” mają możliwość oferowania i dążenie do skorzystania przez odbiorców w gospodarstwach z tzw. ofert „rynkowych”. Czy nie lepszym rozwiązaniem byłoby uwolnienie cen dla tego segmentu? Proponujemy więc usunięcie ust. 6ca. W razie gdyby usunięcie przepisu było niemożliwe, to biorąc pod uwagę koszty z tym związane, proponujemy zmniejszenie cykliczności do „co najmniej raz w roku kalendarzowym”.	dostawcy powiadamiają bezpośrednio swych odbiorców końcowych o każdym dostosowaniu cen dostaw oraz o powodach i warunkach takiego dostosowania i o jego zakresie, w odpowiednim czasie, nie później niż dwa tygodnie, a w przypadku odbiorców będących gospodarstwami domowymi – nie później niż jeden miesiąc przed wejściem w życie zmian. W związku z powyższym przepisem i obowiązkiem implementacji jego treści do polskiego przepisu prawnego w określonym kształcie, uwaga nie może zostać uwzględniona.
342.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy	TAURON Polska Energia	Ze względu na wysokie ryzyko i związaną z nim zmienność rozliczeń umowy z ceną dynamiczną,	Uwaga uwzględniona.

	w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy Prawo energetyczne		zapis powinien wskazywać na możliwe koszty i korzyści wynikające z takiej umowy. Dodatkowo obowiązek informowania wynikający z art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944 wskazuje na nakłada ten obowiązek na wszystkich dostawców energii elektrycznej. Taka interpretacja jest również zgodna z celem dyrektywy określonym w preambule aktu w pkt 23 i 37, gdzie jasno zostało wskazane, że celem prawodawcy unijnego jest upowszechnianie dostępu do informacji na temat możliwości zawierania umów z dynamiczną ceną przez odbiorców końcowych. Z tego też względu każdy sprzedawca powinien informować o możliwości zawierania takich umów, choćby sam ich nie oferował. Propozycja przepisu: „6g. Sprzedawca energii elektrycznej ~~obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej~~ informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwych kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”	
343.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ze względu na wysokie ryzyko i związaną z nim zmienność rozliczeń umowy z ceną dynamiczną, zapis powinien wskazywać na możliwe koszty i korzyści wynikające z takiej umowy. Dodatkowo obowiązek informowania wynikający z art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944 wskazuje na nakłada ten obowiązek na wszystkich dostawców energii elektrycznej. Taka interpretacja jest również zgodna z celem	Uwaga uwzględniona.

			dyrektywy określonym w preambule aktu w pkt 23 i 37, gdzie jasno zostało wskazane, że celem prawodawcy unijnego jest upowszechnianie dostępu do informacji na temat możliwości zawierania umów z dynamiczną ceną przez odbiorców końcowych. Z tego też względu każdy sprzedawca powinien informować o możliwości zawierania takich umów, choćby sam ich nie oferował. Proponowany przepis: <i>„6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o możliwych kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”</i>	
344.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Chcielibyśmy zwrócić uwagę i podkreślić, że prowadzenie sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. W przeciwnym przypadku nie ma żadnego obowiązku do prowadzenia przez sprzedawcę tej formy sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto to ustawodawca z mocy ustawy wskazuje tą formę sprzedaży, jako coś specjalnego, Dlatego to na ustawodawcy spoczywa obowiązek wskazania korzyści i ryzyk dla odbiorcy, co powinno być w ogóle uzasadnieniem wprowadzonych zapisów do ustawy. Jeżeli to sprzedawca ma sam sobie wymyślić i dowolnie jakiej udzielić informacji odbiorcy, to nie trudno będzie sobie wyobrazić , jak sprzeczne ze sobą informacje będzie	Uwaga uwzględniono w zakresie zamiany słowa „prowadzenia” na „oferowania”. W zakresie drugiej części – uwaga nieuwzględnienia. Ustawa nie jest miejscem do enumeratywnego wyliczania ryzyk i korzyści dotyczących prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną.

			uzyskiwał odbiorca od różnych sprzedawców na temat tej samej formy prowadzenia rozliczeń z ceną dynamiczną. Propozycja zmian: „Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia—oferowania sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i następujących korzyściach: <i>[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy korzyści]</i>, a także o następujących ryzykach: <i>[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy ryzyk]</i> związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.	
345.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Chcielibyśmy zwrócić uwagę i podkreślić, że prowadzenie sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną możliwe jest tylko i wyłącznie w przypadku, gdy odbiorca przyjmie ofertę i zgodzi się na prowadzenie sprzedaży w takiej formie. W przeciwnym przypadku nie ma żadnego obowiązku do prowadzenia przez sprzedawcę tej formy sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto to ustawodawca z mocy ustawy wskazuje tą formę sprzedaży, jako coś specjalnego. Dlatego to na ustawodawcy spoczywa obowiązek wskazania korzyści i ryzyk dla odbiorcy, co powinno być w ogóle uzasadnieniem wprowadzonych zapisów do ustawy. Jeżeli to sprzedawca ma sam sobie wymyślić i dowolnie jakiej udzielić informacji odbiorcy, to nie trudno będzie sobie wyobrazić, jak sprzeczne ze sobą informacje będzie uzyskiwał odbiorca od różnych sprzedawców na temat tej samej formy prowadzenia rozliczeń z ceną dynamiczną.	Uwaga uwzględniono w zakresie zamiany słowa „prowadzenia” na „oferowania”. W zakresie drugiej części – uwaga nieuwzględnienia. Ustawa nie jest miejscem do enumeratywnego wyliczania ryzyk i korzyści dotyczących prowadzenia sprzedaży na podstawie umowy z ceną dynamiczną.

			Propozycja zmian: „Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do ~~przewodzenia~~oferowania sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i następujących korzyściach: <i>[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy korzyści]</i>, a także o następujących ryzykach: <i>[Prosimy ustawodawcę o wskazanie listy ryzyk]</i> związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.	
346.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeiT)	<i>6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.</i> <u>Treść uwagi:</u> Proponujemy zapis uzupełniający, który doprecyzuje udostępnianie danych. Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono) 6g. Sprzedawca energii elektrycznej obowiązany do prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika	Uwaga nieuwzględniona Prawo dostępu do danych pomiarowych z LZO wynika z innych przepisów ustawy i rozporządzenia wykonawczego – w sprawie systemu pomiarowego.

			zdalnego odczytu oraz przysługującemu z tego tytułu prawie dostępu do danych pomiarowych tego licznika w czasie zbliżonym do rzeczywistego w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.	
347.	Art. 1 pkt 4 lit. i projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5 ust. 6g ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Decyzja o wprowadzeniu cen dynamicznych winna leżeć wyłącznie po stronie sprzedawcy energii elektrycznej. Proponujemy: <i>„6g. Sprzedawca energii elektrycznej ~~obowiązany do prowadzenia~~ posiadający ofertę sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej informuje odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umową z ceną dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.”.</i>	Uwaga uwzględniona w brzmieniu zaproponowanym przez TAURON w uwadze nr 342.
348.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 2 ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zawarcie umowy świadczenia usług agregacji nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej, ale na pewno jej zawarcie ma wpływ na treść zawartych wcześniej umów dystrybucyjnej i sprzedażowej albo kompleksowej. Zarówno operator, jak i sprzedawca powinni być poinformowani o zawarciu takiej umowy przez odbiorcę energii, ponieważ wpływa ona bezpośrednio na rozliczenia na rynku bilansującym (zmienia się podmiot odpowiadający za bilansowanie), jak i na zmianę wielkości rozliczeń za usługę lub energię prowadzonych na podstawie wcześniej zawartych umów. Ponadto, aby operator i sprzedawca rzeczywiście mogli być angażowani w jak najmniejszym stopniu w relację odbiorcy z agregatorem (oraz mieć jak najmniejszy wpływ na tą relację),	Uwaga uwzględniona

			powinny zostać doprecyzowane minimalne kryteria, jakie powinien spełniać agregowany podmiot, związane z prawidłowością procesu bilansowania i rozliczeń jego funkcjonujących umów ze sprzedawcą i operatorem. Propozycja zmiany: „Umowa, o której mowa w ust. 1 zawierana jest niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3 i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, lub dystrybucją energii elektrycznej. Agregator informuje operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o jej zawarciu.	
349.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 6 ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W celu uelastycznienia rozwiązań proponuje się by odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej mogli wskazać różnych agregatorów dla poszczególnych „swoich” punktów poborów energii (zasobów należących do danego podmiotu). Propozycja przepisu: 6. Odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej może zawrzeć umowę, o której mowa w ust. 1, wyłącznie z jednym agregatorem dla każdego punktu poboru energii.	Uwaga uwzględniona
350.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 7 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zawarcie umowy świadczenia usług agregacji nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej, ale na pewno jej zawarcie ma wpływ na treść zawartych wcześniej umów dystrybucyjnej i sprzedażowej albo kompleksowej. Zarówno operator, jak i sprzedawca powinni być poinformowani o zawarciu takiej umowy przez odbiorcę energii, ponieważ wpływa ona bezpośrednio na rozliczenia na rynku bilansującym (zmienia się podmiot	Uwaga uwzględniona

			odpowiadający za bilansowanie), jak i na zmianę wielkości rozliczeń za usługę lub energię prowadzonych na podstawie wcześniej zawartych umów. Ponadto, aby operator i sprzedawca rzeczywiście mogli być angażowani w jak najmniejszym stopniu w relację odbiorcy z agregatorem (oraz mieć jak najmniejszy wpływ na tą relację), powinny zostać doprecyzowane minimalne kryteria, jakie powinien spełniać agregowany podmiot, związane z prawidłowością procesu bilansowania i rozliczeń jego funkcjonujących umów ze sprzedawcą i operatorem. Propozycja zmian: „Umowa, o której mowa w ust. 1 zawierana jest niezależnie od umów, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 3 i nie wymaga zgody sprzedawcy energii elektrycznej lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, lub dystrybucją energii elektrycznej. Agregator informuje operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego i sprzedawcę, w terminie określonym w art. 4j ust. 6a, o jej zawarciu.”	
351.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 7 ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w

			Proponujemy wykreślenie lub następujące uzupełnienie Art. 5a ust. 7: „Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora z wylęczeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.”	zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
352.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a¹ ust. 7 ustawy Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń. Proponujemy rezygnację z przepisu art. lub następujące uzupełnienie art. 5a ust 7. Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora z wylęczeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynku energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w

				związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
353.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 7 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które mogą bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń. Proponujemy wykreślenie lub następujące uzupełnienie Art. 5a ust. 7: <i>Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.</i>	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.

354.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 7 ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Regulacje dotyczące rynku mocy nie pozwalają na przeprowadzenie zmian jednostek fizycznych w jednostce rynku mocy w okresie, w którym obowiązują dla niej umowy mocowe. Nie jest zatem możliwa zmiana agregatora jeśli odbiorca wchodzi w skład jednostki rynku mocy, w której dostawcą jest agregator z ważnymi w danym okresie umowami mocowymi. Z drugiej strony wydaje się technicznie zbyt skomplikowane umożliwienie działania dwóm osobnym agregatorom w zakresie rynku mocy i rynku energii, m.in. ze względu na sposób wyznaczania profilu bazowego i redukcji zapotrzebowania, które bez koordynacji prowadzić do zaburzeń rozliczeń. Proponujemy rezygnację z przepisu art. lub następujące uzupełnienie <i>art. 5a ust 7. Przepisy art. 4j ust. 3a i 6a–6d stosuje się odpowiednio do zmiany agregatora z wyłączeniem zmian dotyczącej obiektów wchodzących w skład jednostek redukcji zapotrzebowania rynku mocy w okresie obowiązywania umów mocowych.</i>	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
355.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań	Uwaga uwzględniona

			poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji. Proponujemy wykreślić Art. 5a ust.8	
356.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych. Umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji. Proponujemy wykreślić art. 5a ust.8	Uwaga uwzględniona
357.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji. Proponujemy wykreślenie art. art. 5a ¹ ust. 8	Uwaga uwzględniona

			~~8. Agregator publikuje na swojej stronie internetowej stosowane przez siebie wzorce umów, o których mowa w ust. 1.~~	
358.	Art. 1 pkt 5 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5a ¹ ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Umowy agregatorów nie powinny być objęte obowiązkiem publikacji. Działalność ta jest działalnością konkurencyjną podobnie jak obrót energią, obejmuje różnorodne ewaluujące rynki energii i usług systemowych i umowy mogą być konstruowane na różne sposoby pozwalające dostosować je do potrzeb i możliwości klientów, które mogą być bardzo różnorodne. Obowiązek publikacji ograniczy konkurencyjność i możliwość adaptacji do wymagań poszczególnych odbiorców oraz konstruowania jednorodnego oferty z odbiorców charakteryzujących się zróżnicowanymi możliwościami redukcji. Proponujemy wykreślenie art. art. 5a¹ ust. 8 ~~8. Agregator publikuje na swojej stronie internetowej stosowane przez siebie wzorce umów, o których mowa w ust. 1.~~	Uwaga uwzględniona
359.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	„Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy” Powinno się wyjaśnić, których przepisów się nie stosuje, i wobec kogo.	Uwaga uwzględniona Przepis został doprecyzowany.
360.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Nie jest jasny sens tego zapisu, w ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw czysta energia dla wszystkich Europejczyków implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników

			mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji. Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.2	ryнку mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
361.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy. Proponujemy skreślić ust. 2.	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w

				obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
362.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy.	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.

363.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Nie jest zrozumiałe wyłączenie stosowania przepisów ustawy o rynku mocy do świadczenia usług agregacji – czy oznacza to jedynie wyłączenie z limitów mocowych w tej ustawie wskazanych, czy brak możliwości korzystania agregatorów z mechanizmu rynku mocy.	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
364.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Niezrozumiały jest cel dodania takiego przepisu. W ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a ¹ ust 2 i 4 art. 5b ³ ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników

			działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji. Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.2 ~~2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234).~~	rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
365.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Niezrozumiały jest cel dodania takiego przepisu. W ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a¹ ust 2 i 4 art. 5b³ ust 1. Jak podkreślono wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji. Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.2 ~~2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o~~	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i rynku energii zmuszałoby podmioty

			rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234).	agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
366.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis projektowanego art. 5b2 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne jest niejednoznaczny – proponuje się jego doprecyzowanie: 2. Do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234), a świadczenie usługi agregacji pozostaje bez wpływu na relacje i zobowiązania uczestników rynku mocy wynikające z tej ustawy.	Uwaga uwzględniona
367.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ² ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Postanowienie ust. 2, zgodnie z którym do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy jest niezrozumiałe. Wymaga wyjaśnienia ze strony projektodawcy i ew. Korekty. 2. Nie jest jasny sens tego zapisu, w ustawie o rynku mocy nie ma zapisów dotyczących usług agregacji, ale zdefiniowana w tej ustawie usługa elastyczności obejmuje usługi DSR świadczone na rynku mocy, która powinna być objęta zasadami wynikającymi z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” implementowanych w tej ustawie, w szczególności art. 5a1 ust 2 i 4 art. 5b3 ust 1. Jak podkreślono	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisów powinno być prowadzenie niezależnej agregacji w zakresie rynków energii elektrycznej od relacji i zobowiązań uczestników rynku mocy. Działanie to na możliwości analogiczne do jednostek nie podlegających agregacji. Ustawowe połączenie agregacji w zakresie rynku mocy i

			wcześniej rozdzielenie działalności osobnych agregatorów na rynku mocy i energii mogłoby prowadzić do znacznych trudności – godziny korekty profilu bazowego mogłyby u drugiego agregatora być godzinami redukcji. Proponujemy wykreślić Art. 5b2 ust.2.	rynku energii zmuszałoby podmioty agregowane do udziału w obu rynkach, podczas gdy podmioty nie podlegające agregacji miałyby możliwość uczestnictwa tylko w jednym z rynków, np. w związku z brakiem spełnienia limitu 550, czy zbyt wysokimi kosztami zmiennymi.
368.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b³ pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Doprecyzować w przepisach należy, na czym polega udział agregatora w wymianie danych pomiędzy uczestnikami rynku, o której mowa w dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne art. 5b³ pkt 2. Z przepisu tego nie wynika bowiem jakie dane mają być wymieniane pomiędzy uczestnikami rynku ani jaki jest cel tej wymiany. Organ nadzorczy docenia propozycję wdrożenia przepisu zakładającego, że wymiana danych będzie odbywała się z zachowaniem pełnej ochrony danych osobowych. Takie ogólne sformułowanie nie wnosi jednak żadnych dodatkowych gwarancji dla ochrony danych osobowych, gdyż rozporządzenie 2016/679 jest i tak stosowane bezpośrednio a w przepisach prawa krajowego należy doprecyzować kwestie związane z konkretnymi operacjami przetwarzania celem wyeliminowania wątpliwości stosujących te przepisy. W tym konkretnym przypadku projektowane przepisy uznać należy za niewystarczające, gdyż nie określają one precyzyjnie na czym ma polegać wymiana danych osobowych, z przepisów tych nie wynikają także cele takiej wymiany. Nie jest jasnym, czy chodzi o udostępnianie wzajemne danych lub też o weryfikację danych. Pojęcie wymiany danych osobowych jest bardzo	Uwaga nieuwzględniona Pkt 2 został usunięty.

			nieprecyzyjne. Jeżeli wymiana ma polegać na wzajemnym udostępnianiu to określić należy w jakim trybie będzie następowało udostępnianie (wymiana) – czy w trybie wnioskowym czy bez wnioskowym i przy zachowaniu jakich warunków. Przy ich kształtowaniu należy mieć na względzie motyw 31 rozporządzenia 2016/679, który stanowi, że <i>organy publiczne, którym ujawnia się dane osobowe w związku z ich prawnym obowiązkiem sprawowania funkcji publicznej (takich jak organy podatkowe, organy celne, finansowe jednostki analityki finansowej, niezależne organy administracyjne czy organy rynków finansowych regulujące i nadzorujące rynki papierów wartościowych), nie powinny być traktowane jako odbiorcy, jeżeli otrzymane przez nie dane osobowe są im niezbędne do przeprowadzenia określonego postępowania w interesie ogólnym zgodnie z prawem Unii lub prawem państwa członkowskiego. Żądanie ujawnienia danych osobowych, z którym występują takie organy publiczne, powinno zawsze mieć formę pisemną, być uzasadnione, mieć charakter wyjątkowy, nie powinno dotyczyć całego zbioru danych ani prowadzić do połączenia zbiorów danych. Przetwarzając otrzymane dane osobowe, takie organy powinny przestrzegać mających zastosowanie przepisów o ochronie danych, zgodnie z celami przetwarzania.</i> Takich rozwiązań wymaga zasada zgodności z prawem, rzetelności i przejrzystości, o której mowa w art. 5 ust. 1 lit a) rozporządzenia 2016/679¹. Projektodawca powinien także pamiętać o zapewnieniu w przepisach stosowania	

¹ Dane osobowe muszą być przetwarzane zgodnie z prawem, rzetelnie i w sposób przejrzysty dla osoby, której dane dotyczą ("zgodność z prawem, rzetelność i przejrzystość").

			zasad ograniczenia celu oraz minimalizacji danych, określonych w art. 5 ust. 1 RODO ² .	
369.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Agregacja (realizowana na podstawie umowy z agregatorem) realizowana jest niezależnie od zawartych umów sprzedaży, umów o świadczenie usług dystrybucji lub umów kompleksowych. Jednocześnie bilansowanie handlowe dla danego punktu poboru należącego do odbiorcy końcowego, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej realizowane jest przez jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, wskazywany przez sprzedawcę, wytwórcę bądź posiadacza magazynu. Zatem agregator nie powinien pełnić funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub delegować tej funkcji, natomiast powinien ponosić koszty niezbilansowania, jeśli takie powoduje. Proponujemy następującą redakcję art. 5b³ pkt 3) uPE: <i>„3) ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym.”.</i>	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu
370.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Agregator:</i>	Uwaga nieuwzględniona.

² Zgodnie z art. 5 RODO Dane osobowe muszą być:

- a) przetwarzane zgodnie z prawem, rzetelnie i w sposób przejrzysty dla osoby, której dane dotyczą ("zgodność z prawem, rzetelność i przejrzystość");
- b) zbierane w konkretnych, wyraźnych i prawnie uzasadnionych celach i nieprzetwarzane dalej w sposób niezgodny z tymi celami; dalsze przetwarzanie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych lub historycznych lub do celów statystycznych nie jest uznawane w myśl art. 89 ust. 1 za niezgodne z pierwotnymi celami ("ograniczenie celu");
- c) adekwatne, stosowne oraz ograniczone do tego, co niezbędne do celów, w których są przetwarzane ("minimalizacja danych");
- d) prawidłowe i w razie potrzeby uaktualniane; należy podjąć wszelkie rozsądne działania, aby dane osobowe, które są nieprawidłowe w świetle celów ich przetwarzania, zostały niezwłocznie usunięte lub sprostowane ("prawidłowość");
- e) przechowywane w formie umożliwiającej identyfikację osoby, której dane dotyczą, przez okres nie dłuższy, niż jest to niezbędne do celów, w których dane te są przetwarzane; dane osobowe można przechowywać przez okres dłuższy, o ile będą one przetwarzane wyłącznie do celów archiwalnych w interesie publicznym, do celów badań naukowych lub historycznych lub do celów statystycznych na mocy art. 89 ust. 1, z zastrzeżeniem że wdrożone zostaną odpowiednie środki techniczne i organizacyjne wymagane na mocy niniejszego rozporządzenia w celu ochrony praw i wolności osób, których dane dotyczą ("ograniczenie przechowywania");
- f) przetwarzane w sposób zapewniający odpowiednie bezpieczeństwo danych osobowych, w tym ochronę przed niedozwolonym lub niezgodnym z prawem przetwarzaniem oraz przypadkową utratą, zniszczeniem lub uszkodzeniem, za pomocą odpowiednich środków technicznych lub organizacyjnych ("integralność i poufność").

	w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne		3) <i>ponosi odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943</i> W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytycznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących. Propozycja zmiany: 3) <i>ponosi odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943, o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytycznych Do Bilansowania, wydanych na podstawie rozporządzenia 2017/2195</i>	Pkt został usunięty z przepisu
371.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytycznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących. Propozycja zmiany: 3) <i>ponosi odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie</i>	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu

			<i>lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943, o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytucznych Do Bilansowania, wydanych na podstawie rozporządzenia 2017/2195</i>	
372.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W przypadku rynku bilansującego, zgodnie z Wytucznymi Do Bilansowania, zasoby energetyczne zagregowane do Jednostek Grafikowych aktywnych, Agregator pełni rolę Dostawcy Usług Bilansujących. Propozycja zmiany: 3) <i>ponosi odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943, o ile nie jest Dostawcą Usług Bilansowania w rozumieniu Wytucznych Do Bilansowania, wydanych na podstawie rozporządzenia 2017/2195</i>	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu
373.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niebilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niebilansowania: ceny uzyskiwane za energię niebilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b³ pkt. 3:	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu

			„ponosi odpowiedzialność za rozliczenie niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.”	
374.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b³ pkt 3) 3) <i>ponosi odpowiedzialność finansową za rozliczenia</i> niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu
375.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu

			energię niebilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b³ 3) <i>3) ponosi odpowiedzialność za rozliczenia niebilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.</i>	
376.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ³ pkt 3 ustawy Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niebilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niebilansowania: ceny uzyskiwane za energię niebilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 5b³ pkt 3) <i>3) ponosi odpowiedzialność ~~finansową~~ za rozliczenia niebilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, będąc w tym zakresie podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegując swoją odpowiedzialność za bilansowanie, zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.</i>	Uwaga nieuwzględniona. Pkt został usunięty z przepisu
377.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki mocą projektowanego art. 5b ⁴ ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, zobowiązany do prowadzenia	Uwaga nieuwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne		rejestru agregatorów, będzie jednocześnie administratorem gromadzonych w tym rejestrze danych osobowych, z pełnymi konsekwencjami tego rozwiązania, tzn. obowiązany będzie stosować przepisy rozporządzenia 2016/679. Ustawodawca powinien jednocześnie, w sposób przejrzysty i rzetelny, określić w przepisach prawa komu i w jakim zakresie przypisane są oraz jakie dokładnie prawa i obowiązki, cele i sposoby przetwarzania danych osobowych, zakresy odpowiedzialności za przetwarzanie danych osobowych w rejestrze – prawa i obowiązki związane z przetwarzaniem danych osobowych na potrzeby prowadzenia rejestru. Dopiero takie ukształtowanie normy prawnej stanowić będzie właściwe wypełnienie w przepisach szczegółowych dotyczących tego rejestru zasady zgodności z prawem, rzetelności i przejrzystości (art. 5 ust. 1 lit a rozporządzenia 2016/679).	Kwestie te ustali inspektor osobowych danych
378.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 2 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Rozważenia wymaga niezbędność zamieszczania w rejestrze agregatorów numeru PESEL (art. 5b ⁴ ust. 2 pkt 3). Numer PESEL służy do identyfikacji osób fizycznych, w jej relacjach z państwem dla realizacji jej praw i powinności, jednakże nie powinien być wykorzystywany w związku z wykonywaniem przez te osoby obowiązków służbowych.	Uwaga uwzględniona
379.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 2 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Należy wykreślić słowo „dystrybucyjnego” – skutkować to będzie możliwością agregacji także na poziomie systemu przesyłowego, co wydaje się zgodne z intencją projektodawcy i pozostałymi regulacjami w tym zakresie. Propozycja zmian: 4) wskazanie operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze których działania prowadzona jest agregacja;	Uwaga uwzględniona

380.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 2 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Należy wykreślić słowo „dystrybucyjnego” – skutkować to będzie możliwością agregacji także na poziomie systemu przesyłowego, co wydaje się zgodne z intencją projektodawcy i pozostałymi regulacjami w tym zakresie. Propozycja zmian: 4) wskazanie operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze których działania prowadzona jest agregacja;	Uwaga uwzględniona
381.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależać od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami, ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami). Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.4 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy.	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy
382.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależać od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami). Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust. ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy.	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy

383.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami). Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy. <i>3) niepodjęcia przez agregatora, w terminie 12 miesięcy od dnia wpisu do rejestru, działalności w zakresie świadczenia usług agregacji.</i>	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy
384.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Wyrejestrowanie już po 3 miesiącach niepodjęcia działalności jest to czas zdecydowanie zbyt krótki. Podjęcie działalności w szczególności w zakresie agregacji usług systemowych czy usług elastyczności będzie zależeć od wielu procedur czy też podpisania szeregu umów nie tylko z odbiorcami ale i z operatorami systemów oraz uzyskania kontraktów na świadczenie tych usług (przed lub po podpisaniu umów z odbiorcami). Proponujemy wykreślić Art. 5b² ust.6 pkt 3 lub wydłużyć okres na podjęcie działalności do co najmniej 12 miesięcy. <i>3) niepodjęcia przez agregatora, w terminie 12 miesięcy od dnia wpisu do rejestru, działalności w zakresie świadczenia usług agregacji.</i>	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy
385.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 6 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	W projektowanym art. 5b⁴ ust. 6 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, należy przed średnikiem dodać wyrazy: „lub zaprzestania wykonywania tej działalności przez okres 6 miesięcy”, konieczne jest bowiem dla rzetelności danych pozostawienie w rejestrze tylko agregatorów wykonujących działalność w tym zakresie.	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy

			Proponuje się w art. 5b ⁴ ust. 6 pkt 3 po wyrazach: „świadczenia usług agregacji” dodać wyrazy: „lub zaprzestania wykonywania tej działalności przez okres 6 miesięcy”.	
386.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 5b ⁴ ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Organ nadzorczy pozytywnie ocenia wyłączenie jawności numeru PESEL, który ma znaleźć się w rejestrze agregatorów (art. 5b ⁴ ust 10). Niemniej jednak zasadnym byłoby doprecyzowanie w projektowanym przepisie jakie konkretnie dane osobowe z rejestru będą podlegały ujawnieniu. W proponowanym brzmieniu zakłada się „wyłączenie informacji podlegających ochronie danych osobowych”, ale jest to sformułowanie zbyt ogólne, wprowadzające dowolność rozwiązań dla wykonawcy normy. Przy konstruowaniu przepisu należy wziąć pod uwagę zasadę minimalizacji danych, o której mowa w art. 5 ust. 1 lit c) rozporządzenia 2016/679 oraz zasadę rzetelności. Przepis ma stwarzać określone gwarancje a nie tworzyć przestrzeni niepewności co do procesów przetwarzania danych przez zobowiązanych lub uprawnionych do ich przetwarzania.	Uwaga uwzględniona
387.	Art. 1 pkt 7 lit. b i c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3 i 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się odnieść projektowaną regulację również do odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym. Ponadto, proponuje się zmianę projektowanego art. 6b ust. 3, w celu ujednolicenia z zapisem projektowanego art. 6b ust. 3a. Proponowany zapis ust. 3 zakłada dodanie wyrazów: „albo nie skorzystał w tym terminie z alternatywnej metody zaproponowanej przez sprzedawcę energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 3a”. Zapis ust. 3a dotyczy natomiast stosowania takiego rozwiązania „na uzasadniony wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni o dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym”. Użycie przez ustawodawcę słowa „uzasadniony”	Uwaga uwzględniona.

			wskazuje na dokonanie oceny tego wniosku przez przedsiębiorstwo energetyczne (przedsiębiorstwo energetyczne może uznać wniosek za nieuzasadniony), tak więc samo złożenie w tym terminie przez odbiorcę w gospodarstwie domowym wniosku - nie świadczy o tym, że odbiorca skorzysta z alternatywnej metody zaproponowanej przez sprzedawcę energii elektrycznej. Wobec powyższego celowa jest zmiana projektowanego art. 6b ust. 3. Proponuje się w art. 6b ust. 3 skreślić kropkę i dodać wyrazy: „albo nie złoży wniosku, o którym mowa w ust. 3a.”. W art. 6b ust. 3a wyraz „odłączenie” należy zastąpić wyrazem „wstrzymanie dostarczania”.	
388.	Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Wniosek odbiorcy, nie może być samodzielną przesłanką dla zastosowania rozwiązania alternatywnego w stosunku do odłączenia. W celu zawieszenia procedury odłączenia, odbiorca powinien nie tylko zadeklarować chęć skorzystania z rozwiązania alternatywnego, ale również spełnić stosowne warunki do skorzystania z nich. W przeciwnym razie potrzebne byłyby kolejne przepisy pozwalające na wstrzymanie dostaw, w razie gdy odbiorca zadeklarował korzystanie z rozwiązania alternatywnego, ale nie podjął rzeczywistych działań dla skorzystania z rozwiązań alternatywnych. Propozycja przepisu: „3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do	Uwaga uwzględniona.

			wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie. Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, po spełnieniu przez odbiorcę warunków dla skorzystania z rozwiązania alternatywnego.”;	
389.	Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wniosek odbiorcy, nie może być samodzielną przesłanką dla zastosowania rozwiązania alternatywnego w stosunku do odłączenia. W celu zawieszenia procedury odłączenia, odbiorca powinien nie tylko zadeklarować chęć skorzystania z rozwiązania alternatywnego, ale również spełnić stosowne warunki do skorzystania z nich. W przeciwnym razie potrzebne byłyby kolejne przepisy pozwalające na wstrzymanie dostaw, w razie gdy odbiorca zadeklarował korzystanie z rozwiązania alternatywnego, ale nie podjął rzeczywistych działań dla skorzystania z rozwiązań alternatywnych. Propozycja przepisu: <i>„3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o</i>	Uwaga uwzględniona

			<i>rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie. Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, po spełnieniu przez odbiorcę warunków dla skorzystania z rozwiązania alternatywnego.</i>	
390.	Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Proponujemy zmiany redakcyjne w celu zachowania spójności z innymi zapisami ustawy. Ponadto brak uzasadnienia aby sprzedawca ponosił dodatkowe koszty audytu energetycznego albo doradztwa w przypadku dłużników, którzy i tak generują koszty związane z prowadzoną windykacją. <i>Proponujemy:</i> <i>3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw ~~w~~ warczania energii elektrycznej, stosowanym przez tego sprzedawcę. Rozwiązania alternatywne mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania</i>	Uwaga uwzględniona w zakresie zmian redakcyjnych. Propozycja zmiany brzmienia ust. 3a odrzucona.

			dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, ~~audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem~~ lub wstrzymania ~~odłączenia~~ dostarczania energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie. Rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na uzasadniony wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia, o którym mowa w zdaniu pierwszym.”. 2. Proponuję się wprowadzenie ograniczenia ilościowego w zakresie możliwości skorzystania z rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Odbiorca mógłby skorzystać z takiego rozwiązania alternatywnego raz w ciągu 12 miesięcy. W przypadku braku takiego ograniczenia wystąpi ryzyko nadużywania przepisu przez odbiorcę i jego wykorzystywania na potrzeby wydłużenia okresu pobierania energii, bez regulowania względem sprzedawcy opłat za jej dostarczanie. W praktyce zatem mogą zostać ograniczone sprzedawcy narzędzia do egzekwowania płatności od odbiorcy. 3.Rekomendujemy doprecyzowanie mające na celu wskazanie, że oferowanie alternatywnych rozwiązań dla wstrzymania nie jest obowiązkiem sprzedawcy. W przeciwnym razie przepis prowadziłby do nałożenia na sprzedawcę obowiązku prowadzenia działalności nieujętych w koncesji np. prowadzenie audytów energetycznych, usług doradztwa energetycznego.	

			Propozycja brzmienia przepisu: <i>3a. Sprzedawca energii elektrycznej wraz z powiadomieniem, o którym mowa w ust. 3, dostarcza odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informację o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę bądź o niestosowaniu przez tego sprzedawcę rozwiązań alternatywnych dla wstrzymania dostaw energii elektrycznej. (...)</i>	
391.	Art. 1 pkt 7 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 6b ust. 3a ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	Proponuje się wprowadzenie ograniczenia ilościowego w zakresie możliwości skorzystania z rozwiązania alternatywnego w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Odbiorca mógłby skorzystać z takiego rozwiązania alternatywnego raz w ciągu 12 miesięcy. W przypadku braku takiego ograniczenia wystąpi ryzyko nadużywania przepisu przez odbiorcę i jego wykorzystywania na potrzeby wydłużenia okresu pobierania energii, bez regulowania względem sprzedawcy opłat za jej dostarczanie. W praktyce zatem mogą zostać ograniczone sprzedawcy narzędzia do egzekwowania płatności od odbiorcy.	Uwaga uwzględniona.
392.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy - propozycja zmiany brzmienia ust. 1a art. 7 ustawy – Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Dodanie zmiany dotyczącej art. 7 ust. 1a w zakresie priorytetowego traktowania przyłączenia do sieci inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej. Cyfryzacja kraju, w tym rozwój cyfrowych usług publicznych, a także zwiększone zapotrzebowanie dostępu do szybkiego internetu wymagają zrównoważonego rozwoju sieci telekomunikacyjnej zapewniającej niezakłócony dostęp do sieci. Operatorzy w trakcie procesów inwestycyjnych napotykają na liczne bariery, których wyeliminowanie pozwoli przyspieszyć procesy likwidacji białych plam oraz zabezpieczyć potrzeby Polaków w zakresie	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.

			dostępu do usług telekomunikacyjnych świadczonych z poszanowaniem zasady neutralności technologicznej. Jedną z takich barier jest wydłużony czas oczekiwania na przyłącze do sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej, bez którego niemożliwe jest działanie stacji bazowych. Nadanie priorytetowego statusu tym instalacjom, podobnie jak przyłączom infrastruktury do ładowania drogowego transportu publicznego, będzie korzystne z punktu widzenia cyfryzacji kraju i zapewnienia podstawowych usług życia codziennego jakimi są usługi telekomunikacyjne. 8) w art. 7: a) ust 1a otrzymuje brzmienie: <i>„1a. Przepis ust. 1 w zakresie przyłączenia do sieci w pierwszej kolejności stosuje się także do infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami.”</i>	
393.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy - propozycja dodania ust. 2e w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Dodanie zmiany w art. 7 poprzez dodanie ust. 2e, którego celem jest dookreślenie warunków przyłącza do sieci telekomunikacyjnej (inwestycja celu publicznego z zakresu łączności). Dodany ustęp jest konsekwencją nadania priorytetowego charakteru tych przyłączy oraz wynika z konieczności zmiany dotychczasowej praktyki, w której termin na przyłączenie do sieci telekomunikacyjnej jako inwestycji celu publicznego z zakresu łączności wynosi 18 miesięcy. Dodatkowo przepis porządkuje i ujednolica kwestie, które dotychczas były przedmiotem rozbieżnej praktyki przedsiębiorstw energetycznych. Dotyczy to przede wszystkim rozbieżności w traktowaniu prawa do	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.

			wnioskowania o przyłącze, w przypadku gdy operator dzieli infrastrukturę z innymi podmiotami/operatorami oraz koniecznością uzyskania ostatecznego pozwolenia na budowę masztu przed rozpoczęciem budowy przyłącza. Skutkuje to nie tylko przedłużeniem terminów inwestycji, ale również zrywaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne umów na przyłącze. Jest to praktyka nieuprawniona, ale także niezgodna z prawem. W takiej sytuacji operator telekomunikacyjny pozostaje bez możliwości szybkiej i prostej ochrony swoich praw. Ze względu na wagę rozwoju sieci dla cyfryzacji i wzrostu gospodarczego kraju termin ten powinien być maksymalnie skrócony, a warunki przyłączenia do sieci telekomunikacyjnej przejrzyste i ujęte w katalogu zamkniętym, co gwarantuje ich przewidywalność inwestorowi. 8) w art. 7: b) po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu <i>2e. Umowa o przyłączenie do sieci dla inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna również zawierać postanowienia określające, że:</i> <i>1) termin realizacji przyłączenia nie może być dłuższy niż 12 miesięcy od dnia zawarcia tej umowy;</i> <i>2) do rozpoczęcia prac nie jest konieczne przedłożenie przez wnioskującego ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę zarówno dla całego zamierzenia inwestycyjnego obejmującego inwestycję celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine, jak i jej części;</i> <i>3) w przypadku infrastruktury dzielonej przez dwóch lub więcej przedsiębiorców</i>	

			<i>telekomunikacyjnych domniemuje się zgodę każdego z właścicieli infrastruktury, jak również właściciela nieruchomości na wykonanie przyłącza bez względu na treść umowy o korzystanie z nieruchomości;</i> <i>4) istnieje obowiązek przesłania wraz z zawiadomieniem o wykonaniu przyłącza klucza do złącza kablowego, jeśli zostało zrealizowane;</i> <i>5) przedsiębiorstwo energetyczne jest zobligowane do doprowadzenia przyłączy do granicy działki, na której realizowana jest inwestycja celu publicznego z zakresu łączności publicznej, o której mowa w ust. 1a in fine</i>	
394.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 7 ust. 3c – 3e ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów z ust. 3c–3i na ust. 3f–3l.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
395.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d–3i. Propozycja przepisu: „3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego	Uwaga uwzględniona

			się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.”	
396.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d-3i. Propozycja przepisu: <i>„3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.”</i>	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy
397.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Proponujemy dokonanie niewielkiej zmiany redakcyjnej w ust. 3c, polegającej na zamianie spójnika „oraz” (znajdującego się przed sformułowaniem „paliw gazowych”, na końcu zdania) na „lub”. Takie rozwiązanie służyłoby uniknięciu wątpliwości interpretacyjnych i byłoby zgodne z zapisami zawartymi w ust. 3d-3i. Propozycja przepisu: <i>„3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do</i>	Uwaga uwzględniona zmieniono na 6 miesięcy

			przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych.”	
398.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c i 3g ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 7 ustawy - Prawo energetyczne, ust. 3c – 3i powinny zostać oznaczone jako ust. 3f – 3l, z uwagi na dodanie do art. 7 nowych ust. 3c – 3e w ramach ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Proponuje się dokonanie: 1) zmiany redakcyjnej projektowanego przepisu art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne, pozwalającej lepiej zrozumieć projektowany przepis; 2) zmiany brzmienia art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. a ustawy - Prawo energetyczne poprzez dostosowanie do projektowanych przepisów art. 7 ust. 3f i 3h, które wiążą termin dotyczący, odpowiednio, utraty ważności warunków przyłączenia i wypowiedzenia umowy o przyłączenie, z otrzymaniem pisemnej informacji. W projektowanym art. 7 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne otrzymuje brzmienie: 3c. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, składa jednocześnie wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, oraz do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.	Uwaga uwzględniona

			W projektowanym art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. a ustawy - Prawo energetyczne otrzymuje brzmienie: a) pisemnej informacji o wydaniu warunków przyłączenia do sieci, odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci lub utracie ważności wydanych warunków przyłączenia do sieci,	
399.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 3c – 3i ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zaproponowana regulacja zawarta w art. 7 ust. 3c – 3i rodzi wątpliwości co do właściwej ochrony podmiotów przyłączających urządzenia, instalacje lub sieci, wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe (dalej: „jednostki wytwórcze”). Szczególnie w kontekście art. 7 ust. 3i, który przenosi na jednostkę wytwórczą ryzyko niepowodzenia /wstrzymania przyłączenia do sieci jednego z operatorów (po jednej stronie jednostki wytwórczej), obciążając ten podmiot kosztami przyłączenia poniesionych przez drugiego z operatorów (po drugiej stronie gazówki). W ocenie Prezesa URE zasadnym jest doprecyzowanie zasad współpracy między operatorami sieci po obydwu stronach takiej jednostki, w tym określenie odpowiedzialności operatorów w zakresie przyłączania takich podmiotów. Należałoby również odzwierciedlić rolę przyłączy jednostek wytwórczych do sieci gazowej i elektroenergetycznej w planach rozwoju, o których mowa w art. 16, podobnie jak podkreślona została rola przyłączania punktów ładowania pojazdów elektrycznych.	Uwaga częściowo uwzględniona. Przepisy dotyczące wymiany informacji w sprawie przyłączenia do sieci między operatorami zostały częściowo zmodyfikowane.
400.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1 oraz propozycja dodania art. 7 ust. 8 pkt 2a i 2b	Izba Gospodarcza Gazownictwa – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	W ostatnich 4 latach Polska Spółka Gazownictwa obserwuje zwiększone zainteresowanie przyłączeniem odbiorców końcowych do dystrybucyjnej sieci gazowej. Jest to wynikiem inicjatyw i programów kierowanych do gospodarstw domowych, mających na celu ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz walkę ze smogiem. Dyrektywy	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja dąży do obciążenia całością kosztów przyłączenia odbiorców będących gospodarstwami

	ustawy - Prawo energetyczne		unijne, w tym dyrektywa MCP oraz dyrektywa IED przyczyniają się do zwiększenia zainteresowania wykorzystywaniem gazu ziemnego jako źródła energii. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku również zakłada wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego do produkcji prądu. Gwałtownie rosnące zainteresowanie dostawami gazu wymaga znaczącego zwiększenia nakładów inwestycyjnych na kolejne lata, które pozwolą na dostosowanie gazowej infrastruktury zasilającej oraz realizację zwiększonego zakresu prac przyłączeniowych. Rok 2021 potwierdza ciągły wzrost popytu na dostęp do gazu ziemnego. Wzrost obsłużonych przez PSG wystąpień o określenie warunków przyłączenia w pierwszych 5 miesiącach 2021 roku wobec roku poprzedniego to 46%, a wobec roku 2019 to aż 54%. Jednocześnie w tym samym czasie PSG zawarła o 21% więcej umów o przyłączenie do sieci gazowej niż w analogicznym okresie 2020 roku oraz o 52% więcej niż w 2018 roku. Szacujemy, że zainteresowanie zawarciem umowy o przyłączenie się do dystrybucyjnej sieci gazowej jest wyższe o kilkanaście tysięcy z uwagi na liczbę wydanych w 2021 roku odmów przyłączenia z uwagi na brak warunków technicznych lub ekonomicznych. Powyższa sytuacja jest bezpośrednio powiązana ze wzrostem stawek nakładów na budowę dystrybucyjnej sieci gazowej (przyłącza i gazociągi). Na przestrzeni 5 lat (2015 – 2020) nastąpił ponad 60% wzrost średniego kosztu wybudowania 1 m sieci gazowej. Jednocześnie wzrost nakładów inwestycyjnych podnosi wartość	domowymi. Rozwiązanie takie spowoduje wprowadzenie dodatkowej bariery dla rozwoju sieci gazowej oraz zmniejszy zainteresowanie odbiorców byciem przyłączonym do sieci. W związku z powyższym, postanawia się pozostawić obecną regulację.

			głównych kosztów utrzymania i eksploatacji majątku jakim są podatki od nieruchomości na rzecz gmin, co dodatkowo pogarsza wyniki efektywności ekonomicznej inwestycji. Na podstawie wyników z lat 2018 – 2020 zanotowaliśmy znaczny spadek pokrycia opłatami za przyłączenie nakładów inwestycyjnych przy jednoczesnym wzroście liczby przyłączonych odbiorców i zwiększonych nakładów inwestycyjnych. Opłaty za przyłączenie pokryły nakłady inwestycyjne jakie PSG poniosła na przyłączenie nowych odbiorców : • w 2018 r - 20,91%, • w 2019 r. - 16,87%, • w 2020 r. - tylko w 15,11% . W tym samym czasie nakłady na inwestycje przyłączeniowe wzrosły o 93%. Tak duże zapotrzebowanie na przyłączenie do sieci gazowej (inwestycje) nie może być zaspokojone w krótkim czasie ze środków własnych Operatora. Dodatkowo Spółka ponosi 100% nakładów związanych z budową i rozbudową punktów przyłączenia do sieci OGP Gaz System. Fakty te powodują konieczność wprowadzenia nowych zapisów w ustawie PE, które zapewnią OSD środki na finansowanie rozwoju sieci i przyłączanie kolejnych odbiorców zapewniając efektywność ekonomiczną inwestycji. Jak wynika z powyższego obecny system, nie może być też uznany za efektywny. Ciężar finansowania 75% nakładów ponoszonych na inwestycje przyłączeniowe zostaje przeniesiony na OSD, który co do zasady powinien odzyskać te środki w przychodach za świadczenie usługi dystrybucyjnej, ale dopiero w perspektywie kolejnych 20 lat (zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE 2/2010 analizy ekonomiczne prowadzone są w perspektywie 20 letniej).	

			Skutkiem tego jest konieczność pozyskania dodatkowych środków na bieżącą realizację inwestycji przyłączeniowych (gotówka na płatności dla wykonawców infrastruktury). Zdaniem PSG, wysokość opłaty za przyłączenie winna być zatem zmieniona tak, aby odzwierciedliła faktycznie ponoszone nakłady na inwestycje i możliwości bieżącego finansowania. Zmiana zapisu: Art. 7 ust. 8 pkt 1) za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, ~~sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień~~ oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; Dodanie zapisu: 2a) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej wyższej niż 10 m³/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i wyższej niż 25m³/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; 2b) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 10 m³/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i nie wyższej niż 25m³/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie 50% średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w	

			art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;	
401.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1 oraz propozycja dodania art. 7 ust. 8 pkt 2a i 2b ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Opłaty za przyłączenie <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 7 ust. 8 pkt 1 Prawa Energetycznego oraz dodanie art. 7 ust. 8 pkt 2a oraz 2b Prawa Energetycznego <i>„1) za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, ~~sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień~~ oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;</i> 2a) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej wyższej niż 10 m³/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i wyższej niż 25m³/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; 2b) za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej podmiotów o mocy przyłączeniowej nie wyższej niż 10 m³/h dla gazu ziemnego wysokometanowego i nie wyższej niż 25m³/h dla gazu ziemnego zaazotowanego, opłatę ustala się w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie 50% średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16; stawki te mogą być kalkulowane w odniesieniu do	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga dąży do obciążenia całością kosztów przyłączenia odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Rozwiązanie takie spowoduje wprowadzenie dodatkowej bariery dla rozwoju sieci gazowej oraz zmniejszy zainteresowanie odbiorców byciem przyłączonym do sieci. W związku z powyższym, postanawia się pozostawić obecną regulację.

			<i>jednostki długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka;”</i> <u>Uzasadnienie:</u> W ostatnich czterech latach Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. obserwuje zwiększone zainteresowanie przyłączeniem odbiorców końcowych do dystrybucyjnej sieci gazowej. Jest to wynikiem inicjatyw i programów kierowanych do gospodarstw domowych, mających na celu ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz walkę ze smogiem. Dyrektywy unijne, w tym dyrektywa MCP oraz dyrektywa IED przyczyniają się do zwiększenia zainteresowania wykorzystywaniem gazu ziemnego jako źródła energii. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku również zakłada wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego do produkcji prądu. Gwałtownie rosnące zainteresowanie dostawami gazu wymaga znaczącego zwiększenia nakładów inwestycyjnych na kolejne lata, które pozwolą na dostosowanie gazowej infrastruktury zasilającej oraz realizację zwiększonego zakresu prac przyłączeniowych. Rok 2021 potwierdza ciągły wzrost popytu na dostęp do gazu ziemnego. Wzrost obsługiwanych przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. wystąpień o określenie warunków przyłączenia w pierwszych 5 miesiącach 2021 roku wobec roku poprzedniego to 46%, a wobec roku 2019 to aż 54%. Jednocześnie w tym samym czasie Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. zawarła o 21% więcej umów o przyłączenie do sieci gazowej niż w analogicznym okresie 2020 roku oraz o 52% więcej niż w 2018 roku. Szacujemy, że zainteresowanie zawarciem umowy o przyłączenie się do dystrybucyjnej sieci gazowej jest wyższe o kilkanaście tysięcy z uwagi na liczbę wydanych w 2021 roku odmów	

			przyłączenia z przyczyn braku warunków technicznych lub ekonomicznych. Powyższa sytuacja jest bezpośrednio powiązana ze wzrostem stawek nakładów na budowę dystrybucyjnej sieci gazowej (przyłącza i gazociągi). Na przestrzeni 5 lat (2015 – 2020) nastąpił ponad 60% wzrost średniego kosztu wybudowania 1 m sieci gazowej. Jednocześnie wzrost nakładów inwestycyjnych podnosi wartość głównych kosztów utrzymania i eksploatacji majątku jakim są podatki od nieruchomości na rzecz gmin, co dodatkowo pogarsza wyniki efektywności ekonomicznej inwestycji. Na podstawie wyników z lat 2018 – 2020 zanotowaliśmy znaczny spadek pokrycia opłatami za przyłączenie nakładów inwestycyjnych przy jednoczesnym wzroście liczby przyłączonych odbiorców i zwiększonych nakładów inwestycyjnych. Opłaty za przyłączenie pokryły nakłady inwestycyjne jakie PSG poniosła na przyłączenie nowych odbiorców : • w 2018 r - 20,91%, • w 2019 r. - 16,87%, • w 2020 r. - tylko w 15,11% . W tym samym czasie nakłady na inwestycje przyłączeniowe wzrosły o 93%. Tak duże zapotrzebowanie na przyłączenie do sieci gazowej (inwestycje) nie może być zaspokojone w krótkim czasie ze środków własnych operatora. Dodatkowo Spółka ponosi 100% nakładów związanych z budową i rozbudową punktów przyłączenia do sieci OGP Gaz System S.A. Fakty te powodują konieczność wprowadzenia nowych mechanizmów w Prawie Energetycznym, które zapewnią operatorowi systemu dystrybucyjnego środki na finansowanie rozwoju sieci i przyłączanie	

			kolejnych odbiorców zapewniając efektywność ekonomiczną inwestycji. Jak wynika z powyższego, obecny system nie może być też uznany za efektywny. Ciężar finansowania 75% nakładów ponoszonych na inwestycje przyłączeniowe zostaje przeniesiony na operatora systemu dystrybucyjnego, który co do zasady powinien odzyskać te środki w przychodach za świadczenie usługi dystrybucyjnej, ale dopiero w perspektywie kolejnych 20 lat (zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE 2/2010 analizy ekonomiczne prowadzone są w perspektywie 20-letniej). Skutkiem tego jest konieczność pozyskania dodatkowych środków na bieżącą realizację inwestycji przyłączeniowych (gotówka na płatności dla wykonawców infrastruktury). Wysokość opłaty za przyłączenie powinna zatem zostać zmieniona tak, aby odzwierciedliła faktycznie ponoszone nakłady na inwestycje i możliwości bieżącego finansowania.	
402.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret pierwsze projektu ustawy w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 1a	Energa S.A.	W projekcie ustawy wskazano m.in. że: „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;” W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi $\frac{1}{4}$ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar	Uwaga nieuwzględniona. Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej.

			finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji. Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, m.in. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora. Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce. Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie. Art. 1 pkt 8) ppkt b) „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę	

			ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; ~~1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;"~~	
403.	Art. 1 pkt 8 lit. b tired drugie projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji. Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora. Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.	Uwaga nieuwzględniona Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej.

			Postulujemy zmianę proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne poprzez przedstawienie innych, sprawiedliwych proporcji ponoszenia kosztów za przyłączenie do sieci przesyłowej pomiędzy OSP oraz odbiorcami gazu.	
404.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie w zakresie dodawanego pkt 1a w art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Wprowadzenie przepisu przewidującego, że opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej będzie ustalana na podstawie całości rzeczywistych nakładów, poniesionych na realizację przyłączenia do sieci (z wyjątkami wskazanymi w projekcie przepisu), nie jest – w naszej opinii – rozwiązaniem korzystnym z punktu widzenia podmiotów planujących realizację projektów w zakresie OZE i CHP (o większych mocach niż te wskazane w przepisie), a jak wiadomo, realizacja takich inwestycji jest bardzo istotna m.in. w świetle celów PEP2040. W związku z powyższym, proponujemy, aby w przypadku wszystkich jednostek OZE i CHP (niezależnie od mocy) pobierana opłata była równa połowie opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Propozycja brzmienia przepisu: „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW~~ oraz jednostek kogeneracji ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW~~, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”	Uwaga nieuwzględniona. Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej.
405.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie w zakresie dodawanego pkt	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	„1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji	Uwaga nieuwzględniona.

	1a w art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne		odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;” W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi $\frac{1}{4}$ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów, rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji. Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, art. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora. Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce.	Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej.

			Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie. Propozycja przepisu: Art. 1 pkt 8) ppkt b) „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; 1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;” Alternatywnie do uwagi w pkt 1 proponujemy odroczenie zmian wprowadzanych art. 1 pkt 8) ppkt b). W perspektywie zakończenia wsparcia w rynku mocy po 2025 roku dla dużej ilości bloków węglowych oraz co się z tym wiąże możliwości wycofania znacznej ilości mocy węglowych z KSE konieczne jest powstanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych. Według informacji Prezesa URE^[1] do 2034 r. z KSE wycofane	

			zostanie co najmniej 18,1 GW sterowalnych i dyspozycyjnych mocy, gdzie równocześnie inwestorzy planują wybudować jedynie 4,4 GW nowych mocy wytwórczych w jednostkach na gaz ziemny. Przedstawione negatywne propozycje zmian, zwiększające koszt budowy jednostek gazowych mogłyby dodatkowo zredukować te plany. Gaz ziemny jest paliwem przejściowym dla węgla i inwestycje gazowe w okresie przejściowym transformacji energetycznej nie powinny podlegać zwiększonym nakładom finansowym. Propozycja przepisu: „Art. 9. Przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 1a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej zawartych przed 1 stycznia 2026 r.” [1] https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbędne-bedzie-zabezpieczenie.html	
406.	Art. 1 pkt 8 lit. b tiret drugie projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Poniżej 3 uwagi dot. tego punktu. I W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi ¼ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów,	Uwaga nieuwzględniona Zmiana przepisów ma na celu zapewnienie środków na dalszy, stabilny rozwój sieci przesyłowej gazowej.

			rozkładając koszt finansowania na okres amortyzacji inwestycji. Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów przenosi ciężar przedmiotowych kosztów wnoszonych w ramach realizacji przyłącza z operatora sieci przesyłowej na przyszłych odbiorców gazu. Zmiana w tym zakresie zwiększy poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez podmioty planujące przyłącza gazowe do instalacji, m.in. przedsiębiorców profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, w szczególności w miejscach znacznie oddalonych od sieci przesyłowej operatora. Mając na uwadze powyższe, w naszej ocenie proponowana zmiana utrudni procesy inwestycyjne przedsiębiorców planujących przyłączenie instalacji do sieci przesyłowej operatora oraz ograniczy rozwój sieci gazowych w Polsce. Postulujemy uchylenie proponowanego art. 7 ust. 8 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz utrzymanie dotychczasowego brzmienia ustawy w tym zakresie. II Alternatywnie do uwagi powyżej proponujemy odroczenie zmian wprowadzanych art. 1 pkt 8) ppkt b). W perspektywie zakończenia wsparcia w rynku mocy po 2025 roku dla dużej ilości bloków węglowych oraz co się z tym wiąże możliwości wycofania znacznej ilości mocy węglowych z KSE konieczne jest powstanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych. Według informacji Prezesa URE1 do 2034 r. z KSE wycofane zostanie co najmniej 18,1 GW sterowalnych i	

			dyspozycyjnych mocy, gdzie równocześnie inwestorzy planują wybudować jedynie 4,4 GW nowych mocy wytwórczych w jednostkach na gaz ziemny. Przedstawione negatywne propozycje zmian, zwiększające koszt budowy jednostek gazowych mogłyby dodatkowo zredukować te plany. Gaz ziemny jest paliwem przejściowym dla węgla i inwestycje gazowe w okresie przejściowym transformacji energetycznej nie powinny podlegać zwiększonym nakładom finansowym. 1https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbędne-bedzie-zabezpieczenie.html III Alternatywnie do uwag powyższej proponujemy wprowadzenie przepisu przewidującego, że opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej będzie ustalana na podstawie całości rzeczywistych nakładów, poniesionych na realizację przyłączenia do sieci (z wyjątkami wskazanymi w projekcie przepisu), nie jest – w naszej opinii – rozwiązaniem korzystnym z punktu widzenia podmiotów planujących realizację projektów w zakresie OZE i CHP (o większych mocach niż te wskazane w przepisie), a jak wiadomo, realizacja takich inwestycji jest bardzo istotna m.in. w świetle celów PEP2040. W związku z powyższym, proponujemy, aby w przypadku wszystkich jednostek OZE i CHP (niezależnie od mocy) pobierana opłata była równa połowie opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Propozycje przepisów:	

			Art. 1 pkt 8) ppkt b) „1) za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, opłatę ustala się na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia; ~~1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”~~ „Art. 9. Przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 1a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej zawartych przed 1 stycznia 2026 r.” „1a) za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW~~ oraz jednostek kogeneracji ~~o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW~~, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów;”	

407.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy – propozycja zmiany brzmienia ust. 8g w art. 7 ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Dodanie zmiany art. 7, ust. 8g dotyczącej skrócenia maksymalnych terminów na wydanie przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia dla klas III, IV, V i VI. Termin wydania warunków przyłączenia powinien zostać maksymalnie skrócony, aby zwiększyć efektywność procesów inwestycyjnych w zakresie inwestycji celu publicznego z zakresu łączności publicznej . Alternatywnie dla zaproponowanego przepisu, w przypadku braku możliwości skrócenia ogólnych terminów, wnioskujemy o skrócenie terminów dla inwestycji celu publicznego w zakresie łączności. Art. 1, pkt 8) c) ust. 8 g otrzymuje brzmienie: <i>8g. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:</i> <i>1) 14 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;</i> <i>2) 14 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;</i> <i>3) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;</i>	Uwaga nieuwzględniona. Skrócenie terminów przyczyni się do wzrostu kosztów obsługi procesu przyłączania nowych podmiotów do sieci po stronie operatora, które zostaną następnie przeniesione na odbiorców.

			4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło; 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.	
408.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g ⁸ ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowane zmiany mają na celu wyraźne wskazanie, że operatorzy (elektroenergetyczny i gazowy) przekazują sobie wzajemnie informacje istotne - z punktu widzenia koordynacji procesu przyłączania podmiotu ubiegającego się o przyłączenie zarówno do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci gazowej. Wskazać przy tym należy, że nie wszystkie informacje mające istotny charakter w ramach rozpoznawania wniosku o przyłączenie do danej sieci (gazowej albo elektroenergetycznej) mają znaczenie przy rozpoznawaniu wniosku przez drugiego z operatorów. Ponadto, za wystarczające należy uznać przekazywanie sobie przez operatorów informacji do etapu zawarcia umów o przyłączenie (włącznie), nie jest niezbędne przekazywanie informacji na etapie realizacji umów przyłączeniowych. Operatorzy nie powinni być również zobligowani do uzgadniania harmonogramów, wystarczająca w tym zakresie powinna być wymiana informacji. Proponowany przepis: w art. 7 ust. 3g pkt 1) lit. b otrzymuje brzmienie:	Uwaga uwzględniona.

			„b) istotnych informacji lub kopii dokumentów zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci. w art. 7 ust. 3g pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) uzgodnienia wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia do sieci.”	
409.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8g ⁸ ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja doprecyzowania brzmienia projektowanego przepisu art. 7 ust. 8g⁸ ustawy - Prawo energetyczne wynika z okoliczności, iż w przypadku składania wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej nie występuje obowiązek wniesienia zaliczki, a dodatkowo, zaproponowane w ramach niniejszych uwag brzmienie przepisu zapewnia, że operatorzy systemu będą zobowiązani do wydania warunków przyłączenia nie wcześniej niż po spełnieniu wszystkich warunków formalnych związanych ze złożeniem wniosku o przyłączenie do danego operatora. Propozycja brzmienia przepisu: 8g⁸. W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją: 1) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci	Uwaga uwzględniona.

			elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki, o której mowa w ust. 8a, jednak nie wcześniej niż od dnia złożenia wniosku o przyłączenie do sieci gazowej; 2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej, jednak nie wcześniej niż od dnia złożenia wniosku o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i wniesienia zaliczki, o której mowa w ust. 8a.	
410.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7 ust. 8 ^g pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Nie ma przepisów regulujących obowiązek wnoszenia zaliczki w przypadku złożonego wniosku o przyłączenie do sieci gazowej, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Dlatego proponujemy wykreślić zapis dot. tej zaliczki. „8 ^g . W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją: 1) paliw gazowych – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wraz z dowodem wniesienia zaliczki; 2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej ~~wraz z dowodem wniesienia zaliczki.~~ ”;	Uwaga uwzględniona. Uzasadnienie i propozycja są rozbieżne – intencją zgłaszającego było zwrócenie uwagi na pobieranie zaliczki w przypadku paliw gazowych – propozycja przepisu dotyczy natomiast energii elektrycznej. Zmiana została dokonana zgodnie z uzasadnieniem zgłaszającego uwagę.
411.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art.	PGNiG	Rezygnacja z wykazywania wniesionej zaliczki <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 8 ^g pkt 2 Prawa Energetycznego	Uwaga uwzględniona. Uzasadnienie i propozycja są rozbieżne

	7 ust. 8g ⁸ pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne		8g⁸. W przypadku, o którym mowa w ust. 3c, początek biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją: (...) 2) energii elektrycznej – rozpoczyna się od dnia otrzymania przez to przedsiębiorstwo od wnioskodawcy potwierdzenia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej ~~wraz z dowodem wniesienia zaliczki.~~”; <u>Uzasadnienie:</u> Nie ma przepisów regulujących obowiązek wnoszenia zaliczki w przypadku złożonego wniosku o przyłączenie do sieci gazowej, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Dlatego proponujemy wykreślić przepis dot. tej zaliczki.	– intencją zgłaszającego było zwrócenie uwagi na pobieranie zaliczki w przypadku paliw gazowych – propozycja przepisu dotyczy natomiast energii elektrycznej. Zmiana została dokonana zgodnie z uzasadnieniem zgłaszającego uwagę.
412.	Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapis w ust. 3 niniejszej ustawy został już zmodyfikowany w Ustawie z dnia 20 maja 2021 r. i powiększony o zapisy dot. zmiana przeznaczenia sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni, jn.: „Uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, udzielanej w drodze decyzji, wymaga: 1) budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej – przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego;	Uwaga częściowo uwzględniona. Przepis został zmieniony, dodając w pkt 1 odniesienie do ust. 3b

			2) zmiana przeznaczenia sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni – przed rozpoczęciem dostarczania paliw gazowych do odbiorcy.”	
			Proponujemy usunięcie ust. 3 z niniejszej ustawy	
413.	Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy usunięcie projektowanej regulacji. Została ona już uwzględniona – w szerszym zakresie – w ustawie z dnia 20 maja 2021 r.	Uwaga częściowo uwzględniona. Przepis został zmieniony, dodając w pkt 1 odniesienie do ust. 3b
414.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	1. Zdaniem KGHM układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe. Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty. W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, KGHM popiera wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Zdaniem KGHM najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej. 2. W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów	

			sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement.	
415.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI	I. W zakresie budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE proponujemy w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie: <i>„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;</i> <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW;</i> <i>4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;</i> <i>5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”</i> <u>UZASADNIENIE</u> 1. Prawo do korzystania z nieruchomości. Budujący linię bezpośrednią powinien mieć zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie eksploatowana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym 2. Uproszczenie procedur budowy linii bezpośredniej dla instalacji o mocy do 2 MW – rozwój energetyki rozproszonej i gazyfikacja obszarów wiejskich. W ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Wysokość tego progu jest zbieżna z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy. W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu progu do 1MW – zgodnie z procedowaną w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.	

			Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje OZE pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachętę do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilaty lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. W przypadku dodanych punktów od pkt.4 do pkt.6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne, daje możliwość zoptymalizowania wykorzystania gospodarczego biogazu w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Jest to szczególnie ważne na terenach słabo zurbanizowanych (gazyfikacja obszarów wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia.	

416.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne	Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego	II. W zakresie budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE proponujemy w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie: <i>„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;</i> <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW;</i> <i>4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;</i> <i>5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”</i> <u>UZASADNIENIE</u>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<u>1. Prawo do korzystania z nieruchomości.</u> Budujący linię bezpośrednią powinien mieć zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie eksploatowana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym 1. Uproszczenie procedur budowy linii bezpośredniej dla instalacji o mocy do 2 MW – rozwój energetyki rozproszonej i gazyfikacja obszarów wiejskich. W ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Wysokość tego progu jest zbieżna z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy. W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu progu do 1MW – zgodnie z procedowaną w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje OZE pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do	

			wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachętę do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilają lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. W przypadku dodanych punktów od pkt.4 do pkt.6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne, daje możliwość zoptymalizowania wykorzystania gospodarczego biogazu w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Jest to szczególnie ważne na terenach słabo zurbanizowanych (gazyfikacja obszarów wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia.	
417.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne	Związek Banków Polskich	1. <u>Zmiana w nowelizacji Ustawy - Prawo Energetyczne regulująca możliwość, w określonych sytuacjach, budowy linii bezpośredniej lub gazociągu bezpośredniego bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE</u>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z

			Proponujemy dodawanemu w nowelizacji art. 7a ust. 3b Ustawy - Prawo energetyczne nadać brzmienie: <i>„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;</i> <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW*.</i> <i>4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;</i> <i>5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej;</i> <i>6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”</i> Zawarty w projekcie nowelizacji w ust. 3b pkt. 1 warunek, aby linia bezpośrednia była położona na nieruchomości należącej do podmiotu, który ma zaopatrywać w energię elektryczną jest niepotrzebnym	przedmiotowego projektu ustawy.

			ograniczeniem, nie mającym uzasadnienia z punktu widzenia celu projektowanego przepisu. Budujący linię bezpośrednią powinien mieć w odpowiedniej formie zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie utrzymywana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym. Z kolei w ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Proponowany próg mocy instalacji jest zbieżny z progiem określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy. W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE, proponujemy określenie tej granicy na poziomie nie większym niż 1MW. Zgodnie z procedowaną w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie byłaby wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze	

			oparte na odnawialnej energii, które będą zasilaty lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. Z kolei w dodanych pkt. 4-6 proponujemy uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu gazociągiem bezpośrednim stanowi naturalne uzupełnienie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazu (w tym biogazu rolniczego), a przede wszystkim daje możliwość zaopatrywania w biogaz odbiorców końcowych na terenach słabo zurbanizowanych (wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia.	
418.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanych art. 7a ust. 3b-3d ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Wskazane postanowienia powinny zostać uzupełnione o wyraźne wskazanie, że przyłączenie do sieci zgodnie z ust. 8 i 9 nie pozbawia linii bezpośredniej jej charakteru.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
419.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1	Grupa Azoty	Wprowadzenie takiego wyłączenia, naszym zdaniem, jest bezprzedmiotowe, bowiem zgoda, o której mowa w proponowanym przepisie i tak nie jest wymagana, uwzględniając uwagi zawarte w punkcie pierwszym stanowiska dotyczące	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały

	ustawy - Prawo energetyczne		niewłaściwej zmiany definicji linii bezpośredniej. Proponowana definicja linii bezpośredniej, może powodować wrażenie, że definicja linii bezpośredniej obejmuje także autoprodukcję energii elektrycznej (wytwarzanie i dostarczanie energii elektrycznej na potrzeby własne) i w zasadzie każdą wewnętrzną linię elektroenergetyczną łączącą instalację wytwarzającą energię elektryczną z przedsiębiorcą (odbiorcą), która znajduje się na obszarze jego nieruchomości (np. zakładu przemysłowego). Podobnie, proponowane wyłączenie obejmuje budowę linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty. W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa	usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, ważne jest wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 4 poniżej. W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, które będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. Propozycja zmiany:	

			Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu: <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	
420.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Proponujemy doszczegółowienie przypadku w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę Propozycja zmiany: <i>1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące, nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego;</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
421.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy doszczegółowienie przypadku, w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę. Propozycja zmiany: <i>1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące, nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego;</i>	
422.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy doszczegółowienie przypadku, w którym budowa linii nie wymaga pozwolenia PURE. Zmiana zapisu wynika z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w przypadku budowy linii bezpośredniej bez uprzedniego pozyskania zgody na jej budowę. Propozycja zmiany: <i>1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące, nie mające połączenia z siecią elektroenergetyczną operatora przesyłowego bądź dystrybucyjnego elektroenergetycznego;</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
423.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe. Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty. W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, pozytywnie należy ocenić wprowadzenie jak najszerzego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie poniżej. <i>~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:~~</i> <i>~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~</i>	
424.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art.	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii

	7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne		1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe. Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty. W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. ~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~ ~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące~~	bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, popieramy wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 4 poniżej.	
425.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zdaniem FOEEiG układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy - Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe. Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, FOEEiG popiera wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Zdaniem FOEEiG najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej. ~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:~~ ~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~	
426.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1	PGNiG	Linie bezpośrednie <u>Propozycja:</u>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały

	ustawy - Prawo energetyczne		Zmiana art. 7a ust. 3b pkt 1 Prawa Energetycznego „„3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku: 1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej lub należącej do przedsiębiorstw od niego zależnych, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące lub należące do przedsiębiorstw od niego zależnych; 2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzylączonego do sieci elektroenergetycznej <u>Uzasadnienie:</u> Proponujemy rozszerzenie zakresu wyłączeń od obowiązku ubiegania się o zgodę Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej dla podmiotu dostarczającego energię, w przypadku, gdy linia będzie się znajdować na nieruchomości należącej do przedsiębiorstw zależnych od tego podmiotu lub będzie zaopatrywać w energię przedsiębiorstwa od niego zależne. Proponowana zmiana prowadzi do zmniejszenia formalności i	usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			zachęca do zaopatrywania za pośrednictwem linii bezpośredniej nie tylko danego podmiotu ale i przedsiębiorstw od niego zależnych. Warto w tym kontekście zaszyfalizować, że podmioty funkcjonujące w ramach jednej grupy kapitałowej są traktowane jako jeden organizm gospodarczy ponieważ to od decyzji biznesowych uzależniona jest liczba podmiotów funkcjonujących w ramach danej grupy kapitałowej. Mając na uwadze swobodę w kształtowaniu struktury grupy pod względem liczby spółek zależnych, uzasadnione jest traktowanie przedsiębiorstw zależnych w sposób równoważny z przedsiębiorstwem dominującym.	
427.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	1. Nieprawidłowe odwołanie do ust. 3 – winno być do ust 3a. Winno być: <i>„3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3a, nie jest wymaga w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące;</i> <i>2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzylązonego do sieci elektroenergetycznej. ”.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			3. Wątpliwości budzi sformułowanie w ust. 3b pkt 1 nieruchomości należąca do. Na potrzeby wydania pozwolenia na budowę podmiot musi posiadać prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Wydaje się, że powinno to być wystarczające do skorzystania ze zwolnienia od obowiązku zyskania zgody Prezesa URE. Propozycja brzmienia art. 7a ust. 3b pkt 1: <i>Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymaga w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej, dla której o pozwolenie na budowę występuje podmiot, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące</i>	
428.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	PTPiREE	Proponowane przepisy rozszerzają postanowienia ustawy - Prawo energetyczne w zakresie linii bezpośrednich. W szczególności w proponowanej treści art. 7a ust. 3c zostały wskazane warunki, w których do budowy linii bezpośredniej nie jest wymagana zgoda Prezesa URE. Jednak przepisy uPE nie wskazują konsekwencji i zasad postępowania, w przypadku, gdy faktycznie warunki określone w ust. 3) pkt. 1) i 2) nie zostaną spełnione, tj. np. energia elektryczna z linii bezpośredniej nie będzie zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, ale także będzie wprowadzana do sieci dystrybucyjnej operatora systemu elektroenergetycznego. Proponuje się dodanie dodatkowego punktu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody URE, a	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Propozycja uzupełnienia o nowy ppkt 3), w brzmieniu: 3) W przypadku wybudowania linii bezpośredniej na podstawie art. 7a ust. 3b pkt 2 w celu zasilenia odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, jeżeli ten odbiorca będzie wnioskował o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, wówczas do wniosku o wydanie warunków przyłączenia odbiorca będzie zobowiązany dołączyć zgodę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na istnienie takiej linii bezpośredniej.	
429.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy dodanie dodatkowego przepisu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Wówczas przyłączenie do sieci powinno być uzależnione od zgody PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
430.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy dodanie dodatkowego przepisu mającego na celu wykluczenie sytuacji, w której spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Wówczas przyłączenie do sieci powinno być	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			uzależnione od zgody PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej.	
431.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu: <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
432.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu: <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	
433.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii. Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu: <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
434.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	W uzasadnieniu projektu wskazuje się, że celem dyrektywy rynkowej i jej implementacji jest rozwój energetyki rozproszonej oraz zachęta do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały

	ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2		Natomiast propozycje przepisów w ogóle nie odnoszą się do tej kwestii. Zasadne jest więc wprowadzenie dodatkowego zwolnienia dla linii bezpośrednich, którymi będzie dostarczana energia elektryczna wyłącznie z odnawialnego źródła energii. Taka regulacja mogłaby przyczynić się m.in. do rozwoju umów sprzedaży energii elektrycznej w modelu bezpośrednim określanym w praktyce mianem Power Purchase Agreement / Corporate Power Purchase Agreement. Dodanie w art. 7a ust. 3b pkt 3 (w przypadku z rezygnacji z art. 7a ust. 3b pkt 1 może zastąpić ten przepis) w brzmieniu: <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną przez wytwórcę do odbiorcy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii.</i>	usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
435.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt 3 po pkt 2	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Proponujemy dodanie dodatkowego punktu mającego na celu wykluczenie sytuacji w której, spełnione zostaną warunki umożliwiające budowę linii bezpośredniej bez zgody PURE, a następnie po wybudowaniu tej linii odbiorca z niej zasilany będzie ubiegał się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, które nie uwzględniają sytuacji podwójnego zasilania. Propozycja uzupełnienia: <i>3) W przypadku istniejącej linii bezpośredniej wybudowanej bez wymaganej zgody PURE, do zasilana odbiorcy oraz obiektów do niego należących nie przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, jeżeli ten odbiorca, zgodnie z Art. 7a ust. 8 będzie się ubiegał o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wówczas warunki na podstawie, których będzie przyłączony powinny być uzupełnione o zgodę PURE na istnienie takiej linii bezpośredniej.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

436.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	Proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana nie tylko w zaproponowanych w projekcie przypadkach, ale również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW. Do rozważenia pozostawiamy kwestię wyłączenie konieczności uzyskania zgody w przypadku większych instalacji OZE (choć w naszej opinii brak konieczności ubiegania się o zgodę byłby uzasadniony w przypadku każdej wielkości instalacji OZE). Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej przynajmniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej, jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilaty lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. W art. 7 ustawy - Prawo energetyczne w projektowanym ust. 3b dodać pkt 3 w brzmieniu: 1) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW. Proponujemy przepis eliminujący możliwe wątpliwości dotyczące obowiązku posiadania koncesji na dystrybucję energii w przypadku wytwórcy dostarczającego energię za pomocą linii bezpośredniej do odbiorcy końcowego. Przepis wskazuje, że transport energii elektrycznej za pośrednictwem linii bezpośredniej nie jest dystrybucją energii elektrycznej. W art. 7 ustawy - Prawo energetyczne dodać ust. 10 w brzmieniu: 10) Transport energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie stanowi dystrybucji w rozumieniu art. 3 ust 5.	
437.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Naszym zdaniem układy autoprodukcyjne nie powinny być kwalifikowane jako linia bezpośrednia i tym samym poddawane regulacji ustawy Prawo energetyczne (co szczegółowo wyjaśniono w pkt 1). Tym samym proponowane w art. 1 pkt 9 lit. b projektu wyłączenie jest bezprzedmiotowe. Dotyczy ono bowiem budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące. Czyli takie wyłączenie ma w zasadzie obejmować przypadki, w których podmiot sam wytwarza i dostarcza energię elektryczną ze swojej instalacji znajdującej się na jego nieruchomości do swoich własnych obiektów, czyli jest autoproducentem. Jak wskazano w punkcie 1 stanowiska, linia bezpośrednia w swojej konstrukcji i definicji	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			zawartej w dyrektywie rynkowej oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem (odbiorcą) czyli łączy dwa podmioty. W związku z tym, proponowane wyłączenie zgody Prezesa URE na budowę linii elektroenergetycznej, która łączy instalację wytwórczą danego podmiotu z jego własnymi obiektami jest bezprzedmiotowe, ponieważ taka linia elektroenergetyczna nie jest linią bezpośrednią, w związku z tym zgoda Prezesa URE na budowę takiej linii i tak nie jest wymagana. Zrezygnowanie z tego wyłączenia, oczywiście powinno być połączone także ze zmianą proponowanej definicji linii bezpośredniej, która jest niezgodna z dyrektywą rynkową, zgodnie z propozycją zawartą w punkcie pierwszym. Tym niemniej, popieramy wprowadzenie jak najszerszego katalogu wyłączeń z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. Naszym zdaniem najbardziej zasadnym wyłączeniem z obowiązku zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej jest wprowadzenie kryterium dostarczania linią bezpośrednią energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii, które jest przedmiotem propozycji zawartej w punkcie 12 poniżej. ~~3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:~~ ~~1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące.~~	

438.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3b ustawy Prawo energetyczne	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	<u>Brzmienie w nowelizacji:</u> 3b. Zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku: 1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące; 2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej <u>Propozycja:</u> <i>Proponuje się w art. 7a ustawy Prawo energetyczne nadać projektowanemu do dodania ust.3b brzmienie:</i> <i>3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:</i> <i>1) budowy linii bezpośredniej , która zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej;</i> <i>3) budowy linii bezpośredniej dostarczającej do odbiorcy końcowego energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej mniejszej niż 2 MW*.</i> <i>* - W przypadku nieuwzględnienia uwagi w zakresie pkt 3, dotyczącej instalacji o mocy poniżej 2 MW, proponuje się w objąć wyłączeniem instalacje OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			4) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego; 5) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 6) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz nie spełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. <u>Uzasadnienie:</u> Zawarty w projektowanym ust.3b pkt.1 warunek, aby linia bezpośrednia była położona na nieruchomości należącej do podmiotu, który ma zaopatrywać w energię elektryczną jest niepotrzebnym ograniczeniem, nie mającym uzasadnienia z punktu widzenia celu projektowanego przepisu. Budujący linię bezpośrednią powinien mieć w odpowiedniej formie zabezpieczone prawo do korzystania z nieruchomości, na której będzie budowana, a następnie utrzymywana linia bezpośrednia. Poza własnością, najczęstszą formą zabezpieczenia tego prawa jest służebność przesyłu uregulowana w Kodeksie Cywilnym. Z kolei w dodawany ust. 3b pkt 3 proponujemy, aby zgoda Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie była wymagana również w przypadku budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej poniżej 2 MW. Proponowany próg mocy instalacji jest zbieżny z progiem	

			określonym dla obowiązku certyfikacji ogólnej na potrzeby rynku mocy. W przypadku braku akceptacji progu 2 MW mocy instalacji odnawialnego źródła energii jako zwalniające z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE proponujemy wskazanie w tym celu poziomu nie większego niż 1MW – zgodnie z procedowaną w Sejmie zmianą Ustawy o OZE (UD-107) jest to poziom mocy, dla którego nie jest wymagana koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Poszerzenie uproszczonej procedury dotyczącej budowy linii bezpośredniej o małe instalacje odnawialnych źródeł energii pozwoli zrealizować cel wskazany w uzasadnieniu do wprowadzanych przepisów dotyczących linii bezpośredniej jakim jest przysłużenie się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowienie zachęt do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte na odnawialnej energii, które będą zasilaty lokalne obiekty. Proponowane rozwiązanie może być wykorzystane przez instalacje OZE, które nie uczestniczą w systemach wsparcia i będzie stanowić istotną wartość, pozwalającą istniejącym instalacjom na dalsze funkcjonowanie. Budowa linii bezpośredniej będzie realizowana zgodnie z przepisami Prawa Budowlanego, co zapewni poszanowanie wszelkich przepisów środowiskowych i planistycznych. Z kolei w dodanych pkt. 4 - 6 zaproponowano uregulowanie kwestii braku konieczności zgody Prezesa URE na budowę gazociągów bezpośrednich służących do transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego. Umożliwienie transportu biogazu linią bezpośrednią stanowi naturalne rozwinięcie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z biogazu (w tym biogazu rolniczego), daje możliwość	

			rozwoju instalacji biogazowych w przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, daje możliwość zaopatrywania w biogaz odbiorców końcowych na terenach słabo zurbanizowanych (wiejskich) oraz umożliwia pracę istniejących biogazowni po zakończeniu okresu wsparcia. Pragniemy także zwrócić uwagę na fakt, iż w naszej ocenie, kwestia budowy linii bezpośredniej i gazociągu bezpośredniego wymaga jednoznacznego uregulowania w przepisach Prawa Budowlanego.	
439.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 3c ustawy Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Odwołanie do podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę jest niewłaściwe, gdyż nie rozstrzyga sytuacji przeniesienia na podmiot trzeci instalacji linii bezpośredniej po jej zrealizowaniu. Zarządzanie linią bezpośrednią powinno należeć do podmiotu posiadającego tytuł prawny do tej instalacji.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
440.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3c-e ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej. Konieczna jest zmiana numeracji projektowanych przepisów.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
441.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 3c-e ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe zapisy w art. 7 ust. 3c–3e, które dotyczą wniosków o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej. Konieczna jest zmiana numeracji projektowanych przepisów.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
442.	Art. 1 pkt 9 lit. b i c projektu ustawy w	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się wykreślenie z projektu zmiany w art. 7a ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dodania ust. 3b – 3d oraz ust. 8 i 9, bowiem dla	Uwaga nieaktualna

	zakresie art. 7a ust. 3b-3d oraz ust. 8 i 9 ustawy - Prawo energetyczne		stabilności systemu elektroenergetycznego wskazane jest, aby rozstrzygnięcie w zakresie zasadności uznania danej inwestycji za linię bezpośrednią nadal pozostawało w wyłącznej kompetencji Prezesa URE, który to organ powinien wydawać decyzję w każdym przypadku. Zapobiegnie to sytuacji nadużywania instytucji linii bezpośredniej, zapewni bezpieczeństwo pracy sieci, a także nie dopuści do sytuacji, gdy odbiorcy korzystający z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nie będą ponosić części opłat związanych z dystrybucją. W przypadku braku zgody na takie rozwiązanie proponuje się przyjęcie poniższych uwag. Projektowane przepisy art. 7a ust. 3b wymagają doprecyzowania poprzez wskazanie, że energia elektryczna będzie zużywana wyłącznie na potrzeby własne podmiotu występującego o pozwolenie na budowę. Pozwoli to uniknąć sytuacji, gdy energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią wybudowaną bez zgody Prezesa URE jest odsprzedawana innym odbiorcom/podmiotom poprzez instalacje budynków należących do wnioskodawców (np. najem powierzchni). Wątpliwości budzi także zasadność regulacji zaproponowanej w projektowanym art. 7a ust. 3d ustawy – Prawo energetyczne („Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej informuje Prezesa URE o każdorazowej zmianie parametrów linii bezpośredniej, o których mowa w ust. 3c, w terminie 14 dni od dnia jej wystąpienia.”), bowiem podmiot posiadający pozwolenie na budowę nie musi być tożsamy z podmiotem, który będzie eksploatował linię bezpośrednią. Dodatkowo warunki będące podstawą do ustalenia, że nie jest konieczne uzyskanie zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej, nie	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			powinny ulegać zmianie. Przebudowa linii bezpośredniej będzie wymagać odrębnego pozwolenia na budowę i ponownej oceny czy są spełnione przesłanki warunkujące zwolnienie z ubiegania się o zgodę Prezesa URE na budowę (a więc także przebudowę) linii bezpośredniej. Należy dodatkowo podkreślić, iż proponowane brzmienie art. 7a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne nakazującego Prezesowi URE publikację wykazu linii bezpośrednich jest w praktyce niewykonalne. Nie wskazano bowiem źródła pozyskiwania informacji, które mają być publikowane. W szczególności dane określone w projektowanym ust. 6 są niespójne z zakresem wskazanym w ust. 3c. Jednocześnie ust. 6 pkt 1 niniejszego artykułu nakazuje publikację w wykazie oznaczenia podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę. Zatem zachodzi pytanie kto przekazuje Prezesowi URE i na jakiej podstawie informację o wydaniu takiej decyzji. Samo uzyskanie pozwolenia na budowę nie oznacza, iż taka linia została wybudowana, zaś sama treść ust. 6 wskazuje na „wykaz linii bezpośrednich”. Podnieść też należy, że ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej i bezpieczeństwo użytkowników systemu konieczna jest každorazowa ocena operatora systemu dystrybucyjnego wpływu budowy linii bezpośredniej na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora. Powinno to również dotyczyć budowy linii bezpośredniej, o której mowa w art. 7a ust. 3b. Jednocześnie proponuje się wydłużenie okresu na dokonanie takiej oceny do 30 dni (14 dni wydaje się czasem niewystarczającym).	
443.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art.	PTPiREE	Proponujemy wydłużyć termin dla operatora systemu na przekazanie Prezesowi URE oceny wpływu budowy linii bezpośredniej na	Uwaga nieaktualna

	7a ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne		bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z 14 dni na 60 dni. Zaproponowany termin jest zbyt krótki na dokonanie takiej oceny. Proponujemy następującą redakcję art. 7a ust. 5 uPE: <i>„5. Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 60 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.”.</i>	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
444.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodania ust. 5a w art. 7a ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora. Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej. Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej. Propozycja przepisu: Dodanie w art. 7a ust. 5a: <i>W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.</i>	
445.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodania ust. 5a w art. 7a ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. <i>Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.</i> Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej. Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej. Dodanie w art. 7a ust. 5a: <i>W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.</i>	
446.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. <i>Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.</i> Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej. Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej. Dodanie w art. 7a ust. 5a: <i>W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.</i>	
447.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. <i>Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.</i> Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej. Dodanie w art. 7a ust. 5a: <i>W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.</i>	
448.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 5a do ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust 5. <i>Przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki występuje do operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania planowana jest budowa linii bezpośredniej, o przedstawienie w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, oceny wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora.</i> Kolizja planowanej linii bezpośredniej z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej operatora systemu dystrybucyjnego, nie powinna skutkować automatyczną odmową Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej. W praktyce istnieją bowiem istnieją rozwiązania usuwania kolizji. Powinny być one stosowane, w celu umożliwienia	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			powstania linii bezpośredniej zgodnie z celem wdrażanej dyrektywy rynkowej. Przepis powinien także wskazywać, jak ocena operatora wpływa na decyzję Prezesa URE. W przypadku niewykazania przez operatora systemu elektroenergetycznego negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii, brak uzasadnienia dla odmowy przez Prezesa URE zgody na budowę linii bezpośredniej. Dodanie w art. 7a ust. 5a: <i>W przypadku gdy operator systemu elektroenergetycznego w ocenie o której mowa w ust. 5 wskaże brak negatywnego wpływu przedsięwzięcia na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze działania tego operatora albo w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania nie przedstawi oceny, o której mowa w ust. 5 Prezes URE wydaje zgodę na budowę linii bezpośredniej w formie decyzji, o której mowa w ust. 3.</i>	
449.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący: 1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej art. 7a ust. 7 Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do: 1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania; 2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci. Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytworzenie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania. Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana.	

			Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana. Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa	

			energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. Propozycja przepisu: art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) <i>oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią</i> art. 7a ust. 7 <i>Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:</i> 1) <i>utrzymania linii bezpośredniej;</i> 2) <i>zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;</i> 3) <i>udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.</i>	
450.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) <i>oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej</i> art. 7a ust. 7 <i>Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:</i> 1) <i>zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci. Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytwarzanie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania.	

			Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana. Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana. Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.:	

			„przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. Propozycja przepisu: art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> ~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej~~ art. 7a ust. 7 ~~Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:~~ ~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~ ~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~ ~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz~~ ~~Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~ lub art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią	

			art. 7a ust. 7 <i>Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:</i> 1) utrzymania linii bezpośredniej; 2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.	
451.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	Grupa Azoty	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący: 1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej art. 7a ust. 7 Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do: 1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania; 2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. zapewnienie ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytworzenie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania. Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana. Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał, a tym bardziej zapewniał ciągłość dostaw oraz odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana.	

			Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. Z tego względu proponujemy zmianę redakcji. Proponujemy też rozważenie, czy nie należałoby rozważyć wyłączenia od publikacji w internecie dla linii bezpośrednich stanowiących element infrastruktury krytycznej.	
452.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6	Uwaga nieaktualna

	w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne	<i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej art. 7a ust. 7 Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do: 1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania; 2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci. Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. zapewnienie odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytworzenie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania. Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana. Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana. Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być	

			uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. Propozycja przepisu art. 7a ust. 6: <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> ~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej~~ art. 7a ust. 7 <i>Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:</i> ~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~ ~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~ ~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~	

			lub art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) <i>oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią</i> art. 7a ust. 7 <i>Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:</i> 1) <i>utrzymania linii bezpośredniej;</i> 2) <i>zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;</i> 3) <i>udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.</i>	
453.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6 6. <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) <i>oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> 2) <i>oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;</i> 3) <i>lokalizację linii bezpośredniej;</i> 4) <i>długość linii bezpośredniej;</i> 5) <i>informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.</i> W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne. W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię. Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 7 <i>7. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).</i>	
454.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6 <i>6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> <i>1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;</i> <i>3) lokalizację linii bezpośredniej;</i> <i>4) długość linii bezpośredniej;</i> <i>5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.</i> W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne. W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię. Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a <i>6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).</i>	
455.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 6a do ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6 <i>6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> <i>1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;</i> <i>3) lokalizację linii bezpośredniej;</i> <i>4) długość linii bezpośredniej;</i> <i>5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.</i> W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię. Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a <i>6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).</i>	
456.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 6a do ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Zgodnie z dodawanym art. 7a ust. 6 <i>6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> <i>1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej;</i> <i>2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej;</i> <i>3) lokalizację linii bezpośredniej;</i> <i>4) długość linii bezpośredniej;</i> <i>5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.</i> W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię. Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a <i>6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).</i>	
457.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> 1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej art. 7a ust. 7 Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do: 1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania; 2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci. Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytworzenie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania. Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana. Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana. Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku	

			zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jednym z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> ~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej~~ art. 7a ust. 7	

			<i>Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:</i> <i>1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;</i> <i>2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;</i> <i>3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.</i> lub art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> <i>1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią</i> art. 7a ust. 7 <i>Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do:</i> <i>1) utrzymania linii bezpośredniej;</i> <i>2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;</i> <i>3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.</i>	
458.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Zgodnie z dodawanymi: art. 7a ust 6	Uwaga nieaktualna

	w zakresie dodawanego art. 7a ust. 6 i 7 ustawy - Prawo energetyczne		<i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> <i>1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej</i> art. 7a ust. 7 <i>Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:</i> <i>1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;</i> <i>2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;</i> <i>3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.</i> Należy wskazać, że ustawa – Prawo energetyczne nie definiuje podmiotu posiadającego pozwolenia na budowę linii bezpośredniej. Co więcej, ani ustawa, ani projekt nie odwołują do określonych przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2020 r., poz. 1333). Ponadto, takie obowiązki jak np. odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej mogą być nakładane na podmiot zarządzający już funkcjonującą infrastrukturą, np. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na dany rodzaj działalności gospodarczej (wytworzenie, dystrybucja energii elektrycznej). Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej może nie posiadać na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych, żadnej koncesji uregulowanej w ustawie – Prawo energetyczne. Wreszcie, nie jest przesądzone kto będzie podmiotem występującym i w konsekwencji posiadającym pozwolenie na	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			budowę. Nie jest bowiem przesądzone, że będzie to na przykład wytwórca będący przedsiębiorstwem energetycznym. Może być to na przykład podmiot będący inwestorem, który zamierza oddać do użytkowania linię bezpośrednią na podstawie określonego tytułu prawnego innemu podmiotowi do zarządzania. Poza tym, etap uzyskania pozwolenia na budowę zazwyczaj oznacza początkowy etap inwestycji i należy zakładać, że linia bezpośrednia jeszcze nie została niewybudowana. Trudno więc oczekiwać, że taki podmiot będzie zarządzał i utrzymywał odpowiednie napięcie linii bezpośredniej, która jeszcze nie została wybudowana. Z uwagi na szereg wątpliwości co do proponowanej regulacji, proponujemy jej usunięcie lub zmianę w proponowanym brzmieniu. Regulowanie przedmiotowych kwestii na poziomie ustawy – Prawo energetyczne i w zakresie kompetencji Prezesa URE jest nieuzasadnione. Podobnie dotyczy to obowiązku zapewnienia ciągłości dostaw. W ocenie przedsiębiorców planujących kontraktowanie umów sprzedaży energii elektrycznej linią bezpośrednią, tj. źródeł, które nie wyprowadzają energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, zagadnienie ciągłości dostaw powinno pozostać przedmiotem swobodnych ustaleń stron w umowach. Ewentualne obowiązki podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej powinny zostać uregulowane w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, natomiast prawa i obowiązki podmiotu, który będzie zarządzał istniejącą już linią bezpośrednią mogą być	

			uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne, ale w innym miejscu ustawy (np. stworzenie nowego rozdziału w ustawie „Linia/Linie bezpośrednia/e” i w inny sposób. Ustawa – Prawo energetyczne nie powinna się posługiwać pojęciem „podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę”, tylko pojęciem zdefiniowanym w ustawie np. „przedsiębiorstwo energetyczne” lub utworzenie nowego terminu na określenie nowego podmiotu jak np.: „przedsiębiorstwo/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią”. Jedną z możliwych rozwiązań jest np. rozszerzenie definicji przedsiębiorstwa energetycznego zawartej w art. 3 pkt 12 o podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie zarządzania linią bezpośrednią. art. 7a ust 6 <i>Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący:</i> ~~1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej~~ art. 7a ust. 7 <i>Podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii bezpośredniej jest obowiązany do:</i> ~~1) zarządzania linią bezpośrednią i jej utrzymania;~~ ~~2) zapewnienia ciągłości dostaw oraz odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej;~~ ~~3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz~~ <i>Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania</i>	

			~~bezpiecznej i efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.~~ lub art. 7a ust 6 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący: 1) oznaczenie podmiotu/przedsiębiorstwa energetycznego zarządzającego linią bezpośrednią art. 7a ust. 7 Podmiot/przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające linią bezpośrednią jest obowiązany do: 1) utrzymania linii bezpośredniej; 2) zapewnienia odpowiedniego napięcia linii bezpośredniej; 3) udzielania informacji operatorowi sieci elektroenergetycznej, na którego obszarze działania zbudowana jest linia bezpośrednia oraz Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w tym o danych pomiarowych i innych danych technicznych, w celu zagwarantowania bezpiecznej efektywnej eksploatacji oraz rozwoju tej sieci.	
459.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 6a do ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Zgodnie z dodanym art. 7a ust. 6 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykaz linii bezpośrednich obejmujący: 1) oznaczenie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej; 2) oznaczenie jednostki wytwórczej energii elektrycznej połączonej za pomocą linii bezpośredniej; 3) lokalizację linii bezpośredniej; 4) długość linii bezpośredniej; 5) informacje o maksymalnym znamionowym napięciu pracy linii bezpośredniej.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			W ustawie powinien znaleźć się przepis, który wyłączy z obowiązku publikacji w wykazie linii bezpośrednich przez Prezesa URE linii bezpośrednich wchodzących w skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej, gdyż ujawnienie takich danych może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo państwa bądź państw, w tym na bezpieczeństwo energetyczne. W skład infrastruktury krytycznej lub europejskiej infrastruktury krytycznej może wchodzić linia bezpośrednia jako system zaopatrzenia w energię. Propozycja przepisu: Dodanie w art. 7a przepisu, np. ust. 6a <i>6a. Obowiązek publikacji, o której mowa w ust. 6 nie dotyczy linii bezpośredniej stanowiącej infrastrukturę krytyczną lub europejską infrastrukturę krytyczną, o których mowa w art. 3 pkt 2 lub art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2007 r., nr 89 poz. 590 z późn. zm.).</i>	
460.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	PTPiREE	Zapisy powinny eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będąc przyłączony do sieci operatora, powoduje <u>przesył</u> (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy. Propozycja zmiany: <i>8. Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

461.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapisy powinny eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będąc przyłączony do sieci operatora, powoduje <u>przesył</u> (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy. Propozycja zmiany: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
462.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przepis powinien eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będący przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci, pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy. Propozycja zmian: Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
463.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 8 ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Przepis powinien eliminować przypadki, gdy odbiorca zasilany z linii bezpośredniej oraz będący przyłączony do sieci operatora, powoduje przesył (tranzyt) energii przez swoją instalację – następstwem czego jest wprowadzanie energii do tej sieci, pomimo braku źródeł wytwórczych albo magazynu energii u odbiorcy.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z

			Propozycja zmian: Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie ogranicza prawa odbiorcy do przyłączenia się do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na zasadach określonych w art. 4 ust. 2., przy czym energia ta nie może być wprowadzana przez odbiorcę do tej sieci.	przedmiotowego projektu ustawy.
464.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Propozycja zmian: Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
465.	Propozycja dodania w art. 1	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis,	Uwaga nieaktualna

	pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne		który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.</i>	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
466.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.</i>	
467.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy art. 7a ust. 10 do ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.</i>	
468.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Propozycja przepisu: Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linią bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
469.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 7a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). Taka potrzeba może zaistnieć zwłaszcza w odniesieniu do jednostek wytwórczych, które nie będą przyłączone do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej,	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			z której pobierałyby energię na potrzeby własne. Przykładowo instalacja PV wytwórcy dostarczająca energię elektryczną odbiorcy w dzień, może pobierać w godzinach nocnych energię od odbiorcy (niezbędną dla podtrzymania jej pracy). Taki przepływ energii (od odbiorcy do wytwórcy) nie powinien dyskwalifikować linii jako linii bezpośredniej, jeśli udostępnianie energii odbywa się na zasadach tzw. refaktury (a więc nie jest działalnością w zakresie dystrybucji bądź obrotu energią elektryczną). Dodanie nowego przepisu w art. 1 pkt 9 lit. c) projektu: art. 7a ust. 10: <i>Pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej nie wyłącza prawa odbiorcy do udostępniania linii bezpośrednią energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy.</i>	
470.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponowany przepis umożliwi Prezesowi URE ingerencję w zawarte umowy pomiędzy dwoma przedsiębiorstwami energetycznymi, co może prowadzić do ryzyka nierównoprawnego traktowania jednego sprzedawcy w stosunku do pozostałych sprzedawców posiadających zawarte umowy z operatorem. Stąd przypadki tej ingerencji winny być ściśle określone i precyzyjnie zdefiniowane. Zatem proponujemy korektę pkt. 3) w ust. 3 poprzez ściśle zdefiniowanie przypadku, w którym Prezes URE może zobowiązać strony do zmiany umowy. Proponuje się następującą redakcję art. 8 ust. 3 pkt. 3) uPE: „3) umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1.”.	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

471.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 3 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Projektowany przepis (art. 8 ust. 3) w nadmierny sposób ingeruje w działalność przesyłową OSP gazowego i elektroenergetycznego. W pierwszej kolejności należy wskazać, że projektowany przepis błędnie zrównuje sytuację OSP gazowego i elektrycznego (w zakresie pozycji rynkowej, funkcji oraz obowiązków i regulacji) z sytuacją OSD, którzy mają możliwość prowadzenia obok działalności dystrybucyjnej, również działalności obrotowej, co może ewentualnie prowadzić do utrudniania konkurencji w ramach sieci dystrybucyjnej danego OSD. OSP, zgodnie z przepisami prawa, nie może łączyć funkcji operatora z działalnością obrotową. Ponadto, zgodnie z zasadą TPA, OSP jest obowiązany zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych świadczenie usług przesyłania na zasadzie równoprawnego traktowania na zasadach i w zakresie określonym w ustawie. Tym samym zrównanie działalności OSP z działalnością OSD, którzy mających możliwość prowadzenia działalności obrotowej jest niezrozumiałe. Ponadto, należy podkreślić, że działalność i funkcjonowanie OSP podlega najszerszej regulacji w zakresie swojej działalności ze wszystkich podmiotów funkcjonujących w sektorze gazu (oraz sektorze elektroenergetycznym). Działalność OSP jest regulowana zarówno przez przepisy krajowe (ustawa Prawo energetyczne, rozporządzenia wykonawcze, koncesja, IRiESP, taryfa), jak i przepisy unijne nałożone bezpośrednio na operatorów systemów przesyłowych (rozporządzenie 715/2009, kodeksy sieci, rozporządzenie REMIT). OSP są zobowiązani do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej wraz z informacją o	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

			zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Jednocześnie podmioty, o których jest mowa w uzasadnieniu do projektowanego przepisu, takiego obowiązku nie posiadają (art. 9g ust. 8a). Wskazać również należy, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (oraz zatwierdzoną IRIESP) każdy odbiorca końcowy przyłączony do sieci przesyłowej ma prawo do zmiany sprzedawcy w określonych ramach prawnych i terminach, które jest w pełni realizowane przez OSP w każdym przypadku oraz podlega szczegółowemu monitorowaniu przez Prezesa URE (OSP przekazuje Prezesowi URE, co kwartał ankietę z pełnym podsumowaniem informacji w tym zakresie). Dodatkowo, w ramach niniejszej nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne, projektodawca planuje wprowadzenie obowiązkowego wzorca umowy na świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego. Należy przy tym wskazać, że wzorzec umowy jest od lat stosowany przez OSP wobec wszystkich podmiotów, którzy ubiegają się o zawarcie umowy na świadczenie usług przesyłowych. Należy podkreślić, że OSP gazowy jako jedyny ma być zobowiązany do stosowania takiego wzorca, co jednoznacznie wskazuje, że nie powinien być objęty proponowanym przepisem. Ostatecznie należy wskazać, że przyznanie organowi administracyjnemu kompetencji do dowolnego kształtowania relacji umownych pomiędzy uczestnikami rynku gazu (na wniosek jednej strony bądź z urzędu) jest nadmierną ingerencją w zasadę niezależności OSP. Prezes URE posiada szereg narzędzi pozwalających na monitorowanie i kształtowanie zasad funkcjonowania rynku gazu w Polsce, w tym.in. obowiązek koncesyjny, obowiązek zatwierdzania instrukcji wobec niektórych operatorów, w tym	

			OSP, obowiązek taryfowy, możliwość wezwania do przekazania wszelkich informacji w zakresie prowadzonej działalności, bądź szeroki zakres sankcji (nakładanie kar). Propozycja zmian: w art. 8 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zobowiązać strony umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego do jej zmiany, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, w przypadkach uzasadnionych koniecznością: 1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych lub 2) równoważenia interesów stron tej umowy lub 3) podejmowania innych działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1.”	
472.	rt.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 3rt.art. 8 u–tawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się by zakres przedmiotowy nowego uprawnienia był adekwatny do potrzeb, które określone są przez cel, który Prezes URE ma osiągnąć. Zasadne jest by interwencja Prezesa URE dotyczyła wyłącznie realizacji wskazanego w ust. 3 celu, tj. umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora.	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

			Sytuacja ta nie występuje w sieci OSP, gdyż model rynku nie zakłada zawierania umów kompleksowych sprzedaży energii elektrycznej w sieci przesyłowej. Odbiorca końcowy w sieci OSP posiada zawsze umowy rozdzielone tj. umowę transportową oraz umowy sprzedaży energii elektrycznej na każdy z okresów rozliczenia niezbilansowart.. Art. 8 ust. 3 otrzymuje brzmienie: 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zobowiązać strony umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego do jej zmiany, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, w przypadkach uzasadnionych koniecznością: 1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych lub 2) równoważenia interesów stron tej umowy lub 3) podejmowania innych działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnień, o którym mowa w art. 4j ust. 1.	
473.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 3 w art. 8 ustawy	Urząd Regulacji Energetyki	Przewidziana w projektowanej regulacji kompetencja Prezesa URE ingeruje w swobodę zawierania umów; dodatkowo należy zaznaczyć, że możliwość działania Prezesa URE z urzędu będzie wymagała stałego monitorowania rynku w	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

	- Prawo energetyczne		zakresie tzw. GUD, co w sposób trudny do oszacowania zwiększy obciążenie URE. Z tego względu proponuje się ograniczyć kompetencję Prezesa URE do żądania zmiany umów GUD do działania wyłącznie na wniosek strony.	
474.	np.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. np. art. 8–ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się regulacje dotyczące obowiązku organu do udzielania odpowiedzi na skargi odbiorców końcowych przenieść do osobnej jednostki redakcyjnej. „Zawiadomienia dotyczące podejrzenia naruszenia obowiązków” nie są związane z kompetencją Prezesa URE dotyczącą rozstrzygania sporów.	Uwaga uwzględniona
475.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanenp.ust. 3 – art. 8 ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Należy zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku braku akceptacji po stronie sprzedawcy, zmienionych zapisów umowy o świadczenie usług dystrybucji, przy jednoczesnym zobowiązaniu przez URE do ich stosowania przez strony, to możemy mieć do czynienia z przypadkiem stosowania wobec tej samej gp.py odbiorców (np. w jednej grupie taryfowej) różnych wzorców umów. Rozumiemy, że założeniem projektowanego przepisu jest dążenie do eliminowania z rynku postanowień umów: nie zapewniających ochrony interesów stron, nie równoważących interesów jednej ze stron umów czy mających negatywny wpływ na kształtowanie się/ ochronę konkurencji rynku energii elektrycznej. Rozumiemy w tym procesie rolę URE, natomiast zobowiązywanie przedsiębiorstw do kształtowania wzorców umów zgodnych z prawem konkurencji są przede wszystkim po stronie UOKiK (decyzje UOKiK również mają charakter prewencyjny). Tak duża interwencja URE w kształtowaniu stosunków między stronami umowy dystrybucyjnej, może mieć negatywny wpływ na rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce. Postulat: proponujemy taką zmianę przepisu, aby jego interpretacja nie powodowała konieczności	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

			obowiązywania różnych wzorców umów w zakresie świadczenie usług dystrybucyjnych dla tej samej grupy odbiorców taryfowych.	
476.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 5 pkt 5 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Doprecyzowania wymaga dodawany do art. 9 ust. 5 pkt 5), w którym wskazuje się „dane identyfikujące odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie”- jako elementu zawiadomienia w sprawie podejrzenia naruszenia obowiązków operatora określonych w ustawie. Wskazać należy jakie konkretnie dane osobowe należy podawać w zgłoszeniu. Brak takiej regulacji może prowadzić do zamieszczania zbędnych lub nadmiarowych danych osobowych, co nie jest zgodne z zasadą minimalizacji danych.	Uwaga uwzględniona
477.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 5 pkt 5 w art. 8 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	Doprecyzowania wymaga dodawany do art. 9 ust. 5 pkt 5) , w którym wskazuje się „dane identyfikujące odbiorcy końcowego zgłaszającego zawiadomienie”- jako elementu zawiadomienia w sprawie podejrzenia naruszenia obowiązków operatora określonych w ustawie. Wskazać należy jakie konkretnie dane osobowe należy podawać w zgłoszeniu. Brak takiej regulacji może prowadzić do zamieszczania zbędnych lub nadmiarowych danych osobowych, co nie jest zgodne z zasadą minimalizacji danych.	Uwaga nieuwzględniona. Projektodawca pozostawia do decyzji zgłaszającego zawiadomienie jakie dane chce przekazać organowi regulacyjnemu. Brak podania jakichkolwiek danych nie wyklucza również podjęcia działań przez organ – może jedynie wpłynąć na przekazanie informacji zwrotnej co do sposobu załatwienia sprawy. Natomiast kwestia sposobu przetwarzania danych leży po stronie Inspektora Danych Osobowych Prezesa URE.

478.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Uzasadnienie: Brzmienie ust. 6 nakłada krótki termin dla Prezesa URE na rozpatrzenie zawiadomienia. OSD jest głównym uczestnikiem tego postępowania, dlatego wpisanie terminu na udzielenie wyjaśnień przez OSD będzie zasadne i zgodne z zasadą niedyskryminacji będącą podstawą dyrektywy 2019/944. Propozycja zmiany brzmienia poprzez dodanie nowego ust. 5a: 5a. W trakcie rozpatrywania zawiadomienia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, termin na udzielenie wyjaśnień przez operatora systemu elektroenergetycznego wynosi 30 dni. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 4, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie terminu wskazanego w zdaniu drugim wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.”;	Uwaga nieuwzględniona Prezes URE ma możliwość wzywania do udzielenia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Proponowana regulacja jest zbędna.
479.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Proponuje się dodanie skorygowanej treści ust 6 do projektu ustawy: 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazuje odbiorcy końcowemu zgłaszającemu zawiadomienie, o którym mowa w ust. 4, informację na piśmie o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia wraz z uzasadnieniem w terminie dwóch miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. Termin na udzielenie wyjaśnień przez operatora systemu, w trakcie rozpatrywania zawiadomienia przez	Uwaga nieuwzględniona Prezes URE ma możliwość wzywania do udzielenia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Proponowana regulacja jest zbędna.

			Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wynosi 30 dni. W sprawie szczególnie skomplikowanej termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące. Ponowne przedłużenie terminu wskazanego w zdaniu drugim wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.”; Uzasadnienie: Zapis dotychczasowy nakłada krótki termin na PURE. OSD jest głównym uczestnikiem tego postępowania, dlatego wpisanie terminu na udzielenie wyjaśnień przez OSD będzie zasadne i zgodne z zasadą niedyskryminacji będącą podstawą dyrektywy 2019/944	
480.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 8 ust. 3-6 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przepis wprowadza możliwość arbitralnej ingerencji organu administracyjnego w treść stosunku cywilno-prawnego przy bardzo nieprecyzyjnych przesłankach. Organ administracyjny ma na jego podstawie kształtować stosunek cywilnoprawny pomiędzy niezależnymi podmiotami. Zobowiązanie przez PURE stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii do jej zmiany powinno być możliwe tylko po przeprowadzeniu wnikliwego postępowania, w wyniku którego stwierdzony zostanie naruszenie obowiązujących przepisów.	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.
481.	rt.. 1 pkt 10 projektu ustawy w zakresie dodawanert.art. 8 ust. 3-6 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Przepis wprowadza możliwość arbitralnej ingerencji organu administracyjnego w treść stosunku cywilno-prawnego przy bardzo nieprecyzyjnych przesłankach. Organ administracyjny ma na jego podstawie kształtować stosunek cywilnoprawny pomiędzy niezależnymi podmiotami. Zobowiązanie przez PURE stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii do jej zmiany powinno być możliwe tylko po przeprowadzeniu wnikliwego	Uwaga nieuwzględniona Regulacja została usunięta z projektu.

			postępowania, w wyniku którego stwierdzony zostanie naruszenie obowiązujących przepisów.	
482.	Art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń o których mowa w Art. 5b³ pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia Art. 5a¹ . ust 2 i 4 Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego.	Uwaga nieuwzględniona. Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL. Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD.
483.	Art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy -	Towarzystwo Obrotu Energią	W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń o których mowa w Art. 5b ³ pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko	Uwaga nieuwzględniona. Kwestie rozliczeń niezbilansowania są

	Prawo energetyczne		w tym wypadku można wdrożyć postanowienia Art. 5a¹ . ust 2 i 4 Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego.	regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL. Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD.
484.	art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń, o których mowa w art. 5b³ pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia art. 5a¹ ust. 2 i 4. Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub	Uwaga nieuwzględniona. Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U.

			profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL. Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD.
485.	art. 1 pkt 11 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W celu jednoznacznego określenia zasad rozliczeń, również w kontekście rozliczeń, o których mowa w art. 5b³ pkt 3 niezbędna jest standaryzacja rozliczeń niezbilansowania. Tylko w tym wypadku można wdrożyć postanowienia art. 5a¹ ust. 2 i 4. Proponujemy uwzględnić w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego standardowy sposób rozliczeń niezbilansowania – np. metodę profilu historycznego z korektą lub profilu planowanego poziomu stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego).	Uwaga nieuwzględniona. Kwestie rozliczeń niezbilansowania są regulowane w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE. L. z 2017 r. Nr 312, str. 6 z późn. zm.) – zwanego EGBL, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (tzw.

				rozporządzenie systemowe) oraz w wytycznych dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 EGBL. Kwestie dotyczące możliwości stosowania profilu historycznego regulują instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne opracowywane przez OSD.
486.	art. 1 pkt 12 lit. a tiret trzeci projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja dodania lit. c	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się dodanie lit. c wskazującej na rozliczenia z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy, które będą prowadzone przez OSP. Propozycja brzmienia przepisu: 9) bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, zdolności przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie rozliczeń wynikających: a) ze świadczenia usług bilansujących oraz bilansowania handlowego, b) z zarządzania ograniczeniami systemowymi, c) z tytułu wyceny niedoboru rezerwy mocy;	Uwaga uwzględniona.
487.	Art. 1 pkt 12 lit. a tiret piąte projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 2 pkt 20 ustawy	Urząd Ochrony Danych Osobowych	W odniesieniu art. 9c ust. 2 pkt 20) organ nadzorczy docenia intencję Projektodawcy wdrożenia przepisów zapewniających prawidłowe zarządzanie danymi osobowymi. Jednakże rozważenia wymaga wprowadzenie bardziej konkretnych rozwiązań, określających prawa i obowiązki w tym zakresie - mocą przepisów ustawy – Prawo energetyczne.	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja ma za zadanie wskazać jedynie ramy prawne, do których przestrzegania jest zobowiązany

	Prawo energetyczne			operator systemu. Konkretnie rozwiązania w obszarze ochrony danych, w tym w szczególności kwestie związane z ich ochroną leżą w gestii Inspektora Ochrony Danych, którego obowiązkiem jest zapewnienie zgodności sposobu w jaki przetwarza się dane osobowe na podstawie wewnętrznych polityk oraz regulaminów z przepisami powszechnie obowiązującymi
488.	Art. 1 pkt 12 lit. b tiret 1 projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis odwołuje się do zdefiniowanego na gruncie ustawy pojęcia „równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię”, podczas gdy pojęcie to jest wykorzystywane na potrzeby bilansowania i prowadzenia ruchu sieciowego. Propozycja zmian jest wzorowana na analogicznym przepisie znajdującym się w zakresie odpowiedzialności OSP. Propozycja brzmienia: 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu zaspokajania przyszłych, uzasadnionych potrzeb w zakresie usług dystrybucji;	Uwaga uwzględniona.
489.	Art. 1 pkt 12 lit. b tiret czwarty projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja zmiany terminologii: 6) zarządzanie ograniczeniami sieciowymi i zarządzanie mocą bierną z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną	Uwaga uwzględniona.

490.	Art. 1 pkt 12 lit. b projektu ustawy w zakresie proponowanego brzmienia art. 9c ust 3 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja dodania pkt 9b	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych	Proponujemy dodanie przepisu zapewniającego wytwórcom i odbiorcom energii możliwość montowania urządzeń służących do zdalnego dostępu do danych pomiarowych rejestrowanych przez liczniki należące do OSD. Urządzenia służące do odczytu danych za pomocą optozłączy umożliwiają bez żadnego wpływu na działanie licznika energii bieżące monitorowanie przepływów energii elektrycznej pobranej i oddanej do sieci. Zarówno odbiorca końcowy, jak i wytwórca energii powinien mieć prawo do stałego dostępu do tych danych. Urządzenia dokonujące odczytu danych za pomocą optozłączy dają możliwość wytwórcom i odbiorcom energii korzystanie z tego prawa, a jednocześnie wpisują się w nowe regulacje unijne i krajowe. Rozwiązanie to uprości funkcjonowanie spółdzielni energetycznych, klastrów i innych obywatelskich społeczności energetycznych, oraz da wytwórcom energii narzędzie do zaistnienia w nowych obszarach rynkowych. W art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne dodać pkt 9b w brzmieniu: „9b) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez wytwórców i odbiorców przyłączonych do sieci poprzez umożliwienie odczytu danych pomiarowych za pomocą optozłączy;”	Uwaga została uwzględniona na etapie prac nad projektem rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego. Zgodnie z pkt. 7.3. do załącznika I: <i>Licznik zdalnego odczytu powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne do komunikacji lokalnej: optozłaczę zgodne w warstwie fizycznej z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje, w tym w normie PN-EN 62056-21,</i> Ponadto, zgodnie z Art. 11zc. 1. Ustawy – Prawo energetyczne operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:

				1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą,
491.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego „ <i>Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych</i> ” i brzmiącego „ <i>W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.</i> ”. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (np.	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook - CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU – Electricity - 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających. Proponuje się usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej słów „lub dystrybucyjnej”, jak zaproponowano niżej: <i>4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi</i>	

			<i>administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.</i>	
492.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego „Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych” i brzmiącego „W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.”. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (np. dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook - CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU –	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			Electricity - 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających. Proponujemy usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej sformułowania jak niżej: 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.	

493.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Do obecnie obowiązującego przepisu w drugim zdaniu dodano „lub dystrybucyjnej” rozszerzając w ten sposób przepis dotyczący OSP również na OSD. Propozycja ta nie wynika z obecnie obowiązującej Dyrektywy 2019/944, ani z jej wcześniejszych wersji i nadmiernie rozszerza zapis obecnie obowiązujący, który powstał w wyniku implementacji wcześniejszej wersji dyrektywy. Dyrektywa 2019/944 nie wprowadza też w tej materii nowych regulacji w stosunku do poprzedniej wersji. Analizowany zapis znajduje się w ostatnim zdaniu ust. 1 art. 41 zatytułowanego „ <i>Wymagania dotyczące poufności i przejrzystości obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i właścicieli systemów przesyłowych</i> ” i brzmiącego „ <i>W celu zapewnienia pełnego poszanowania zasad rozdziału informacyjnego państwa członkowskie zapewniają, aby właściciel systemu przesyłowego oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie korzystali ze wspólnych służb, takich jak wspólna obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych.</i> ”. Zgodnie z zapisami ww. dyrektywy zapis ten ewidentnie dotyczy więc OSP, a nie OSD. Należy podkreślić, że w ww. dyrektywie wymogi rozdziału działalności dla OSP, co do zasady, są bardziej zaostrzone niż dla OSD. Ponadto analiza dostępnych informacji o sposobie funkcjonowania OSD w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo w zakresie korzystania z usług wspólnych (art. dokument CEER z 14-06-2019 „Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook – CEER Status Review Ref: C18-LAC-02-08” str. 37, rysunek 8 „Shared services DSO/VIU – Electricity – 68% yes”) prowadzi do wniosku, że korzystanie z takich usług jest powszechnie stosowaną praktyką rynkową (ponad 2/3 OSD	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			korzysta z usług wspólnych w GK), a proponowane dodatkowe ograniczenie w tym zakresie zwiększy istotnie koszty prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych, pogorszy konkurencyjność podmiotów krajowych na rynku europejskim i dodatkowo obciąży krajowych konsumentów wzrostem opłat i cen z tego tytułu. Wydaje się, że dla użytkowników systemu koszty koniecznych zmian wynikające z proponowanych zmian zapisu art. 9c ust. 4a uPe są niewspółmiernie wysokie do ewentualnych korzyści z niego wynikających. Proponujemy usunięcie całej poprawki, a co najmniej wykreślenie z niej sformułowania jak niżej: <i>4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.</i>	
494.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy -	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Propozycja zawarta w tym artykule wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad

	Prawo energetyczne		dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”. Propozycja przepisów: 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w zakresie który ograniczałby swobodę operatora systemu do podejmowania niezależnych decyzji w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozbudowy sieci w ramach planu inwestycyjnego, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7.	unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.
495.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Celem niniejszej propozycji jest zrównanie statusu właściciela sieci dystrybucyjnej z właścicielem sieci przesyłowej w zakresie standardu dotyczącego wymiany informacji ze szczególnym uwzględnieniem zakazu korzystania ze wspólnych służb. Należy przy tym zwrócić uwagę, że jest to propozycja zbyt daleko idąca w kontekście rynku gazu. Omawiana regulacja jest uzasadniona wyłącznie w kontekście właściciela sieci przesyłowej	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku

			zgodnie z dotychczasową praktyką. Zgodnie bowiem z art. 16 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Zgodnie z tym przepisem, rzeczywiście właściciel systemu przesyłowego został zobowiązany do niekorzystania ze wspólnych służb takich, jak obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych. Podkreślić należy, że analogiczne wymogi nie zostały na poziomie prawa unijnego sformułowane w stosunku do właścicieli systemów dystrybucyjnych gazowych. Oznacza to, że w zakresie dopuszczalnym innymi regulacjami prawnymi, możliwe jest korzystanie w ramach grupy kapitałowej z usług wspólnych współdzielonych przez właściciela sieci dystrybucyjnej oraz innych spółek z grupy kapitałowej. Wprowadzenie projektowanej zmiany może efektywnie doprowadzić do ograniczenia, a nawet wyłączenia możliwości korzystania z tzw. centrum usług wspólnych. Projektowana zmiana doprowadzi do traktowania właściciela wybranych odcinków sieci dystrybucyjnej w sposób analogiczny do operatorów systemu magazynowania lub dystrybucyjnego, którzy z uwagi na objęcie zakresem art. 9c nie mają możliwości korzystania z centrum usług wspólnych w sposób analogiczny do innych spółek z grupy kapitałowej. Potraktowanie w sposób analogiczny właściciela sieci dystrybucyjnej może doprowadzić do utraty racjonalności dalszego funkcjonowania centrum	energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			usług wspólnych, co wygeneruje dodatkowe koszty. Ponadto, proponowane zmiany wprowadzą szereg problemów natury organizacyjnej związanych z obiegiem informacji wewnątrz grupy kapitałowej. Był on realizowany w pełnej zgodzie z innymi aktami prawnymi regulującymi niniejszą materię, ale ujęcie właściciela sieci dystrybucyjnej na liście podmiotów zobowiązanych do utrzymywania „chińskich murów” gwałtownie obniży efektywność przyszłej współpracy. Mając powyższe na uwadze, w pełni uzasadniona jest rezygnacja z proponowanej zmiany dotyczącej rozszerzenia zakresu stosowania „chińskich murów” przewidzianych w art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego do właścicieli sieci dystrybucyjnych. Jako rozwiązanie alternatywne proponujemy zawężenie niniejszej regulacji do właścicieli systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Art. 1, pkt 12 c) ust. 4a otrzymuje brzmienie: <i>4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności</i>	

			<i>wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7</i>	
496.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowany przepis ustanawia ograniczenia wykonywania uprawnień właścicielskich przez podmiot dominujący w stosunku do OSD, czyli na funkcjonowanie OSD w grupie kapitałowej. Powoduje to m.in. brak możliwości optymalizacji / redukcji kosztów niektórych obszarów działalności OSD poprzez wykorzystanie efektu skali wynikającego z funkcjonowania danego OSD w grupie kapitałowej, co przekłada się na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Uniemożliwia też wykorzystanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządem oraz wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych aktywów. Zwracamy uwagę, że centra usług wspólnych są powszechną praktyką w strukturach dużych grup kapitałowych. Wspólne rozwiązania wypracowane w obszarach działalności niekoncesjonowanej w żadnym wypadku nie rzutują na niezależność OSD. Stosowanie rozwiązań wspólnych w wybranych obszarach działalności spółek przyczynia się do obniżenia kosztów działalności OSD i usprawnia realizację procesów, co jest korzystne także dla odbiorców. W kontekście unbundlingu specyfika działania OSP, odpowiadającego za sieci najwyższych napięć oraz całość (lub część) danego (w ramach Unii Europejskiej) krajowego systemu przesyłowego, różni się istotnie od działalności OSD skoncentrowanej głównie na sieciach z bezpośrednim kontaktem z odbiorcą końcowym i	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			dlatego prawo unijne nie zdecydowało się wprowadzić takich rozwiązań jak w przypadku OSP na poziomie sieci dystrybucyjnej. Rozszerzające rozumienie zasady unbundlingu może doprowadzić do bezcelowego dublowania kosztów działalności OSD oraz zaprzepaszczenie korzyści skali w ramach grupy. To z kolei może przełożyć się na (także nieuzasadniony) wzrost kosztów funkcjonowania OSD, co będzie skutkować wzrostem stawek opłat w taryfie dystrybucyjnej. Projektowana regulacja wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”. Wymaga wyjaśnienia, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie zakazuje operatorom systemów dystrybucyjnych realizacji przedsięwzięć w zakresie centralizacji usług, wraz z innymi spółkami należącymi do grup kapitałowych w skład w których wchodzi OSD. Prezes URE podkreśla jedynie, że przy tych działaniach operator winien kierować się zasadą niezależności, transparentności i przejrzystości w podejmowaniu decyzji, w szczególności, operator powinien być w stanie każdorazowo udowodnić rynkowy i niedyskryminacyjny charakter swoich decyzji w zakresie centralizacji obszaru usług i zakupów. Należy podkreślić, iż aktualnie obowiązujący art. 9c ust. 4a zd. 2 stanowi implementację art. 41 ust. 1 dyrektywy 2019/944/UE. Przedmiotowa dyrektywa nie zawiera jednak analogicznych	

			ograniczeń (zakaz wspólnych służb) w odniesieniu do właściciela sieci dystrybucyjnej. To powoduje, że proponowana regulacja wykracza poza ramy dyrektywy 2009/72. Z uwagi na powyższe postulujemy odstąpienie od projektowanej regulacji.	
497.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponowany przepis ustanawia ograniczenia wykonywania uprawnień właścicielskich przez podmiot dominujący w stosunku do OSD, czyli na funkcjonowanie OSD w grupie kapitałowej. Powoduje to m.in. brak możliwości optymalizacji / redukcji kosztów niektórych obszarów działalności OSD poprzez wykorzystanie efektu skali wynikającego z funkcjonowania danego OSD w grupie kapitałowej, co przekłada się na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Uniemożliwia też wykorzystanie mechanizmów koordynacyjnych, które zapewnią ochronę praw właścicielskich w zakresie nadzoru nad wykonywanym przez operatorów zarządem oraz wykonywaną przez nich działalnością gospodarczą, w odniesieniu do rentowności zarządzanych aktywów. Zwracamy uwagę, że centra usług wspólnych są powszechną praktyką w strukturach dużych grup kapitałowych. Wspólne rozwiązania wypracowane w obszarach działalności niekoncesjonowanej w żadnym wypadku nie rzutują na niezależność OSD. Stosowanie rozwiązań wspólnych w wybranych obszarach działalności spółek przyczynia się do obniżenia kosztów działalności OSD i usprawnia realizację procesów, co jest korzystne także dla odbiorców. W kontekście unbundlingu specyfika działania OSP, odpowiadającego za sieci najwyższych napięć oraz całość (lub część) danego (w ramach Unii Europejskiej) krajowego systemu przesyłowego, różni się istotnie od działalności OSD skoncentrowanej głównie na sieciach z	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			bezpośrednim kontaktem z odbiorcą końcowym i dlatego prawo unijne nie zdecydowało się wprowadzić takich rozwiązań jak w przypadku OSP na poziomie sieci dystrybucyjnej. Rozszerzające rozumienie zasady unbundlingu może doprowadzić do bezcelowego dublowania kosztów działalności OSD oraz zaprzepaszczenie korzyści skali w ramach grupy. To z kolei może przełożyć się na (także nieuzasadniony) wzrost kosztów funkcjonowania OSD, co będzie skutkować wzrostem stawek opłat w taryfie dystrybucyjnej. Projektowana regulacja wykracza poza zakres przepisu w dyrektywie (art. 35 ust 2c) poprzez proponowane odniesienie do ograniczenia korzystania ze wspólnych służb bezwarunkowo (z dwoma wyjątkami). Niezależność operatora odnosi się (w dyrektywie) do „uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymywania lub rozbudowy sieci”. Wymaga wyjaśnienia, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie zakazuje operatorom systemów dystrybucyjnych realizacji przedsięwzięć w zakresie centralizacji usług, wraz z innymi spółkami należącymi do grup kapitałowych w skład w których wchodzi OSD. Prezes URE podkreśla jedynie, że przy tych działaniach operator winien kierować się zasadą niezależności, transparentności i przejrzystości w podejmowaniu decyzji, w szczególności, operator powinien być w stanie każdorazowo udowodnić rynkowy i niedyskryminacyjny charakter swoich decyzji w zakresie centralizacji obszaru usług i zakupów. Należy podkreślić, iż aktualnie obowiązujący art. 9c ust. 4a zd. 2 stanowi implementację art. 41 ust. 1 dyrektywy 2019/944/UE. Przedmiotowa	

			dyrektywa nie zawiera jednak analogicznych ograniczeń (zakaz wspólnych służb) w odniesieniu do właściciela sieci dystrybucyjnej. To powoduje, że proponowana regulacja wykracza poza ramy dyrektywy 2009/72. Z uwagi na powyższe postulujemy odstąpienie od projektowanej regulacji.	
498.	Art. 1 pkt 12 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 9c ust. 4a ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Wymiana informacji z właścicielem sieci dystrybucyjnej gazowej <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego 4a. Operatorzy systemu, o których mowa w ust. 1–3, oraz właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, są obowiązani zachować poufność informacji handlowych, które uzyskali w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegać ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe. W tym celu właściciel sieci przesyłowej ~~lub dystrybucyjnej~~ oraz pozostała część przedsiębiorstwa nie mogą korzystać ze wspólnych służb, w szczególności wspólnej obsługi prawnej, za wyjątkiem obsługi administracyjnej lub informatycznej. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 <u>Uzasadnienie:</u> Celem niniejszej propozycji jest zrównanie statusu właściciela sieci dystrybucyjnej z właścicielem sieci przesyłowej w zakresie standardu dotyczącego wymiany informacji ze szczególnym uwzględnieniem zakazu korzystania ze wspólnych służb. Należy przy tym zwrócić uwagę, że jest to propozycja zbyt daleko idąca w kontekście rynku gazu. Omawiana regulacja jest uzasadniona wyłącznie w kontekście właściciela sieci przesyłowej zgodnie z dotychczasową praktyką. Zgodnie	Uwaga nieuwzględniona. Przedmiotowa regulacja służy wzmocnieniu realizacji zasad unbundlingu w przypadku OSD, co jest istotne jak i pożądane z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dzięki zmianie zostanie otwarta możliwość świadczenia usług, które były dotychczas realizowane przez spółki z grupy kapitałowej w ramach centrum usług wspólnych oraz zostanie wyeliminowane potencjalne ryzyko ujawnienia informacji o kontrahentach OSD, szczególnie informacji sensytywnych.

			bowiem z art. 16 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, każdy właściciel systemu przesyłowego zachowuje poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie. Zgodnie z tym przepisem, rzeczywiście właściciel systemu przesyłowego został zobowiązany do niekorzystania ze wspólnych służb takich, jak obsługa prawna, z wyjątkiem funkcji czysto administracyjnych lub informatycznych. Podkreślić należy, że analogiczne wymogi nie zostały na poziomie prawa unijnego sformułowane w stosunku do właścicieli systemów dystrybucyjnych gazowych. Oznacza to, że w zakresie dopuszczalnym innymi regulacjami prawnymi, możliwe jest korzystanie w ramach grupy kapitałowej z usług wspólnych współdzielonych przez właściciela sieci dystrybucyjnej oraz innych spółek z grupy kapitałowej. Wprowadzenie projektowanej zmiany może efektywnie doprowadzić do ograniczenia, a nawet wyłączenia możliwości korzystania z tzw. centrum usług wspólnych. Projektowana zmiana doprowadzi do traktowania właściciela wybranych odcinków sieci dystrybucyjnej w sposób analogiczny do operatorów systemu magazynowania lub dystrybucyjnego, którzy z uwagi na objęcie zakresem art. 9c nie mają możliwości korzystania z centrum usług wspólnych w sposób analogiczny do innych spółek z grupy kapitałowej. Potraktowanie w sposób analogiczny właściciela sieci dystrybucyjnej może doprowadzić do utraty racjonalności dalszego funkcjonowania centrum usług wspólnych, co wygeneruje dodatkowe koszty. Ponadto, proponowane zmiany wprowadzą szereg problemów natury organizacyjnej	

			związanych z obiegiem informacji wewnątrz grupy kapitałowej. Był on realizowany w pełnej zgodzie z innymi aktami prawnymi regulującymi niniejszą materię, ale ujęcie właściciela sieci dystrybucyjnej na liście podmiotów zobowiązanych do utrzymywania „chińskich murów” gwałtownie obniży efektywność przyszłej współpracy. Mając powyższe na uwadze, w pełni uzasadniona jest rezygnacja z proponowanej zmiany dotyczącej rozszerzenia zakresu stosowania „chińskich murów” przewidzianych w art. 9c ust. 4a Prawa Energetycznego do właścicieli sieci dystrybucyjnych. Jako rozwiązanie alternatywne proponujemy zawężenie niniejszej regulacji do właścicieli systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.	
499.	Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	W projekcie zaproponowano wprowadzenie zapisu dotyczącego znaku towarowego OSD wraz z 12 miesięcznym okresem przejściowym na jego wprowadzenie. Zapis ten związany jest z implementacją dyrektywy 2019/944 (art. 35, ust. 3), jednakże należy zauważyć, że zapis w najnowszej wersji dyrektywy nie uległ zmianie w stosunku do jej poprzedniej wersji z roku 2009. Proponowane w projekcie sformułowanie „nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości” jest sformułowaniem na tyle ogólnym, że może powodować różne jego interpretacje. Temu przepisowi w Polsce będzie podlegać 5 największych OSD. Wydaje się, że obecnie wszyscy z nich spełniają proponowany wymóg, ponieważ stosowany przez nich znak towarowy odróżnia się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo co najmniej poprzez zastosowanie dodatkowego oznaczenia „operator” lub „dystrybucja”, które zapewnia odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danego	Uwaga nieuwzględniona Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora.

			przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednakże aby rozwiązać ewentualne wątpliwości proponujemy doprecyzowanie tej kwestii. Proponuje się zmianę przepisu jak niżej: <i>4c. Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 286, 288 i 1086) operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Warunek, o którym mowa w zdaniu pierwszym jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element identyfikujący działalność operatora systemu dystrybucyjnego. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust.7.</i>	
500.	Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	W projekcie zaproponowano wprowadzenie zapisu dotyczącego znaku towarowego OSD wraz z 12 miesięcznym okresem przejściowym na jego wprowadzenie. Zapis ten związany jest z implementacją dyrektywy 2019/944 (art. 35, ust. 3), jednakże należy zauważyć, że zapis w najnowszej wersji dyrektywy nie uległ zmianie w stosunku do jej poprzedniej wersji z roku 2009. Proponowane w projekcie sformułowanie „nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości” jest sformułowaniem na tyle ogólnym, że może powodować różne jego interpretacje. Temu przepisowi w Polsce będzie podlegać 5 największych OSD. Wydaje się, że obecnie wszyscy z nich spełniają proponowany	Uwaga nieuwzględniona Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz

			wymóg, ponieważ stosowany przez nich znak towarowy odróżnia się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo co najmniej poprzez zastosowanie dodatkowego oznaczenia „operator” lub „dystrybucja”, które zapewnia odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednakże aby rozwiązać ewentualne wątpliwości proponujemy doprecyzowanie tej kwestii. Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: <i>4c. Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 286, 288 i 1086) operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Warunek, o którym mowa w zdaniu 1 jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element identyfikujący działalność operatora systemu dystrybucyjnego. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust.7.</i>	eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora.

**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE
ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74) – cz. 3 – uwagi do jednostek redakcyjnych projektu**

Lp.	Dotyczy przepisu	Autor uwagi	Treść uwagi	Odniesienie się do uwagi
501.	Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Projekt wprowadza przepis, zgodnie z którym znak towarowy OSD nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości w ramach grupy kapitałowej, co można utożsamiać z koniecznością przeprowadzenia rebrandingu OSD (według szacunków z 2018 roku koszty rebrandingu jednego OSD mogą wynieść około 25 mln zł). Postulujemy wykreślenie zmiany. Alternatywnie do wykreślenia zmiany postulujemy dodać przepisy przejściowe: Art. ... Operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu magazynowania będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo dostosowuje znak towarowy do wymogów art. 9c ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 niniejszej ustawy w terminie 24 miesięcy od dnia wydania prawomocnej decyzji stwierdzającej, że znak towarowy operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wprowadza w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, chyba że w decyzji wskazano inny termin, nie krótszy niż 24 miesiące.	Uwaga nieuwzględniona Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora.
502.	Art. 1 pkt 12 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 4c w art. 9c ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Projekt wprowadza przepis, zgodnie z którym znak towarowy OSD nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości w ramach grupy kapitałowej, co można utożsamiać z koniecznością przeprowadzenia rebrandingu OSD (według szacunków z 2018 roku koszty rebrandingu jednego OSD mogą wynieść około 25 mln zł). Postulujemy wykreślenie zmiany. Alternatywnie do wykreślenia zmiany postulujemy dodać przepisy przejściowe: Art. ... Operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu magazynowania będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo dostosowuje znak towarowy do wymogów art. 9c ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 niniejszej ustawy w terminie 24 miesięcy od dnia wydania prawomocnej decyzji stwierdzającej, że znak towarowy operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wprowadza w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, chyba że w decyzji wskazano inny termin, nie krótszy niż 24 miesiące.	Uwaga nieuwzględniona Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co

				do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora.
503.	Art. 1 pkt 12 lit. e projektu ustawy w zakresie w art. 9c ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Proponujemy dodać przepis przejściowy, który określać będzie sytuację podmiotów, które zostały przyłączone do sieci przed dniem wejścia w życie ustawy i które korzystają aktualnie z priorytetowego dysponowania.	Uwaga nieuwzględniona. Brak propozycji uregulowania przedmiotowej kwestii.
504.	Art. 1 pkt 12 lit. e projektu ustawy w zakresie w art. 9c ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Niezbędne jest dodanie przepisu przejściowego, który określa sytuację podmiotów, które zostały przyłączone do sieci przed dniem wejścia w życie ustawy i które korzystają aktualnie z priorytetowego dysponowania.	Uwaga nieuwzględniona. Brak propozycji uregulowania przedmiotowej kwestii.
505.	Art. 1 pkt 12 lit. e projektu ustawy w zakresie w art. 9c ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Niezbędne jest dodanie przepisu przejściowego, który określa sytuację podmiotów, które zostały przyłączone do sieci przed dniem wejścia w życie ustawy i które korzystają aktualnie z priorytetowego dysponowania.	Uwaga nieuwzględniona. Brak propozycji uregulowania przedmiotowej kwestii.
506.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Wprowadzenie zapisów umożliwiających bezpośrednie wydawanie poleceń przez operatora przesyłowego w ramach nierynkowego redysponowania dla wytwórców przyłączonych do sieci OSD może doprowadzić do nieuwzględnienia przez OSP istotnych czynników mających wpływ na pracę sieci OSD oraz realizację podstawowych obowiązków nałożonych na OSD prawem. Propozycja zmian: <i>„7a. W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach, wskazanych w</i>	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostały wprowadzone zmiany w zakresie koordynacji działań pomiędzy OSD-OSP.

			<i>art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej lub całkowitego wyłączenia, dla określonej jednostki wytwórcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, wyłączenia jednostki wytwórczej o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943</i>	
507.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	W projekcie zaproponowano wprowadzenie zapisu dotyczącego znaku towarowego OSD wraz z 12 miesięcznym okresem przejściowym na jego wprowadzenie. Zapis ten związany jest z implementacją dyrektywy 2019/944 (art. 35, ust. 3), jednakże należy zauważyć, że zapis w najnowszej wersji dyrektywy nie uległ zmianie w stosunku do jej poprzedniej wersji z roku 2009. Proponowane w projekcie sformułowanie „nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości” jest sformułowaniem na tyle ogólnym, że może powodować różne jego interpretacje. Temu przepisowi w Polsce będzie podlegać 5 największych OSD. Wydaje się, że obecnie wszyscy z nich spełniają proponowany wymóg, ponieważ stosowany przez nich znak towarowy odróżnia się od znaku towarowego sprzedawcy funkcjonującego w tym samym przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo co najmniej poprzez zastosowanie dodatkowego oznaczenia „operator” lub „dystrybucja”, które zapewnia odrębną tożsamość operatora w zakresie komunikacji i marki w ramach danego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednakże aby rozwiązać ewentualne wątpliwości proponujemy doprecyzowanie tej kwestii. Proponujemy zmianę przepisu jak niżej: 4c. Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. – Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 286, 288 i 1086) operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Warunek, o którym mowa w zdaniu 1 jest spełniony, jeżeli znak towarowy zawiera co najmniej jeden element identyfikujący działalność operatora systemu dystrybucyjnego. Obowiązek ten nie dotyczy przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust.7.	Uwaga nieuwzględniona. Uwzględnienie proponowanej zmiany brzmienia art. 9c ust 4c prowadziłoby do zachowania obecnego stanu faktycznego, nie stanowiąc żadnej wartości dodanej w kontekście wzmocnienia realizacji zasad unbundlingu na krajowym rynku oraz eliminacji sytuacji w których konsumenci są wprowadzani w błąd co do tożsamości korporacyjnej spółek posiadających status operatora.

508.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	1. Wprowadzenie zapisów umożliwiających bezpośrednie wydawanie poleceń przez operatora przesyłowego w ramach nierynkowego redysponowania dla wytwórców przyłączonych do sieci OSD może doprowadzić do nieuwzględnienia przez OSP istotnych czynników mających wpływ na pracę sieci OSD oraz realizację podstawowych obowiązków nałożonych na OSD prawem. Propozycja zmian: „7a. W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej lub całkowitego wyłączenia, dla określonej jednostki wytwórcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, wyłączenia jednostki wytwórczej o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. 2. Brak doprecyzowania o jakie jednostki wytwórcze chodzi, czyli do sieci czyjego operatora jednostki są przyłączone, czy do sieci dystrybucyjnej operatora, którego sieć nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, czy do operatora OSD, którego sieć posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową. Propozycja zmian: Analogicznie do punktu 7a.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostały wprowadzone zmiany w zakresie koordynacji działań pomiędzy OSD-OSP.
509.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy -	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Projektowany przepis powinien jednoznacznie stanowić, że wyłączania lub redukcja mocy instalacji OZE powinny być stosowane jedynie w wyjątkowych przypadkach, kiedy inne dostępne ustawowo środki nie pozwalają na utrzymanie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W naszej ocenie art. 13 rozporządzenia 2019/943 odnosi się jedynie do bezpieczeństwa pracy sieci poprzez zarządzanie ograniczeniami systemowymi, dlatego treść przepisu powinna odnosić się jedynie do tego przypadku. Operator systemu ma zapewnić	Uwaga nieuwzględniona. Redysponowanie OZE będzie odbywało się jedynie w wyjątkowych sytuacjach po

	Prawo energetyczne		wystarczającą elastyczność swoich sieci (art. 9c ust. 2 pkt 2; art. 9 ust. 3 pkt 1 uPE), należy tę sytuację odróżnić od zarządzania ograniczeniami systemowymi. Rekomendujemy zatem wykreślenie z przepisu „równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię” jako odnoszącego się do bilansowania podaży z popytem na energię. Jeżeli istnieją oferty bilansujące to podmiot prowadzący rynek bilansujący ma obowiązek korzystania z nich. W przepisie przewidziano zwolnienie z redukcji dla instalacji poniżej 500kW. Nowelizacja uOZE (druk sejmowy 1129) przewiduje zwiększenie mocy małej instalacji OZE do 1 MW. Rekomendujemy skorelowanie tych przepisów i zwolnienie z możliwości redukcji dla instalacji poniżej 1 MW. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	wyczerpaniu wszystkich dostępnych dla operatora systemu elektroenergetycznego środków zaradczych w szczególności środków pozyskiwanych na zasadach rynkowych. Takie rozwiązanie jest zgodne z wykładnią artykułu 13 ust. 3 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Biorąc powyższe pod uwagę oraz fakt, że przedmiotowy akt prawny jest bezpośrednio stosowalny w krajach członkowskich nie ma uzasadnienia dla powtórzenia regulacji zawartych w art. 13 ust. 3 przedmiotowego rozporządzenia w legislacji krajowej. Jednocześnie, brak jest podstaw dla uznania, że intencją ustawodawcy unijnego nie było odniesienie uregulowania redysponowania do przypadków tak

				zarządzania ograniczeniami, jak i bilansowania. Brak w Rozporządzeniu 2019/943 przepisu, który zabraniałby i tym samym uniemożliwiał taką regulację na poziomie krajowym. Wprost przeciwnie, bazując na definicji redysponowania, przewidzianej w art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którą redysponowanie oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w <u>inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu</u>, należy przyjąć, że bilansowanie może zostać potraktowane jako „inny sposób

				zapewnienia bezpieczeństwa systemu i jako takie jest objęte definicją redysponowania. Próg mocy zainstalowanej na poziomie 500 kW został określony na podstawie potrzeb w zakresie utrzymania bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i nie ma związku z definicją małej instalacji OZE. Biorąc powyższe pod uwagę brak jest podstaw dla podniesienia progu mocy zainstalowanej do 1 MW.
510.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	1. Nie wydaje się, aby intencją ustawodawcy unijnego była możliwość stosowania redysponowania w tak szerokim zakresie: generalną zasadą jest bowiem odnoszenie redysponowania do przypadków zarządzania ograniczeniami systemowymi, a nie do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – ten zakres dotyczy bowiem bilansowania, w związku z czym, jeśli tylko istnieją dostępne oferty bilansujące, operator powinien mieć obowiązek z nich skorzystać. Sam fakt, że zbilansowanie systemu będzie tańsze przy użyciu działań przymusowych, nie może uzasadniać wprowadzania pozarynkowych redukcji – takie rozwiązanie może mieć bowiem bardzo istotny wpływ na funkcjonowanie rynku bilansującego i prowadzić do istotnych zaburzeń kształtowania cen na RB. 2. Ponadto, nie zostały określone szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania - art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie jest jednoznaczny w tym zakresie, w związku z czym należy doprecyzować, jakie obowiązują zasady rozliczania tych rekompensat, wraz ze szczególnym trybem reklamacji.	Uwaga nieuwzględniona 1.Brak jest podstaw dla uznania, że intencją ustawodawcy unijnego nie było odniesienie uregulowania redysponowania do przypadków tak zarządzania ograniczeniami, jak i bilansowania. Brak w Rozporządzeniu 2019/943 przepisu, który zabraniałby i tym samym uniemożliwiał taką regulację na poziomie

			3. Nie zostały również określone szczegółowe zasady przekazywania wytwórcom informacji w tym zakresie, w szczególności co do okna czasowego pomiędzy wydaniem polecenia, a jego realizacją. Są to kluczowe elementy funkcjonowania tego mechanizmu, w związku z tym powinny one znaleźć się w treści proponowanych przepisów, a nie w instrukcji opracowywanej przez operatora na podstawie art. 9g. 4. Projekt nie zawiera kryterium wyboru jednostek do redysponowania, w tym uwzględniającego wcześniejsze redysponowania. Ponadto, zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943, potencjalne redysponowanie w zakresie źródeł odnawialnych powinno być ograniczone do 5% rocznej generacji. Zasada ta nie została odzwierciedlona w przedmiotowej regulacji. Powyższe może skutkować nieproporcjonalnym i konsekwentnym zaniżaniem generacji jedynie wybranych instalacji. Proponujemy zatem wprowadzenie mechanizmu alokacji redukcji, który będzie wskazywał farmy przeznaczone do redukcji, a następnie porządkował je w taki sposób, że instalacje zredukowane zostaną przeniesione na koniec rankingu. 5. Wprowadzenie zapisów umożliwiających bezpośrednie wydawanie poleceń przez operatora przesyłowego w ramach nierynkowego redysponowania dla wytwórców przyłączonych do sieci OSD może doprowadzić do nieuwzględnienia przez OSP istotnych czynników mających wpływ na pracę sieci OSD oraz realizację podstawowych obowiązków nałożonych na OSD prawem. 6. Polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w szczególności elektrowni wiatrowej powoduje duże problemy techniczne podczas ponownego przywracania ich do ruchu i znacznie zwiększa ryzyko awarii, dlatego proponujemy rezygnację z możliwości pełnego wyłączenia jednostki na rzecz jej redukcji lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Dodatkowo, przepis powinien określać procentowo maksymalne ograniczenie mocy do poziomu niepowodującego problemów technicznych po powrocie instalacji do pracy.	krajowym. Wprost przeciwnie, bazując na definicji redysponowania, przewidzianej w art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którą redysponowanie oznacza <i>środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu</i>, należy przyjąć, że bilansowanie może zostać potraktowane jako „inny sposób zapewnienia bezpieczeństwa systemu i jako takie jest objęte definicją redysponowania. 2. Zgodnie z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943

				redysponowanie musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Zasada ta dotyczy niewątpliwie zarówno redysponowania rynkowego, jak i nierynkowego. Zakres zastosowania art. 13 ust. 1 nie został bowiem przez ustawodawcę unijnego w żaden sposób zawężony. Jednocześnie analizowany przepis nie określa w jakim trybie oraz w jakiej formie OSP/OSD powinien określić obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria. Przepisy unijne dopuszczają określenie kryteriów redysponowania, w tym szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania, w dowolnej formie, niekoniecznie na poziomie ustawy, o ile będą one dla właścicieli jednostek obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne. Jednocześnie, na gruncie

				obowiązujących przepisów uzasadnione jest przyjęcie, że Prezes URE, jako organ regulacyjny, powinien zatwierdzać kryteria i zasady redysponowania, co w praktyce oznacza konieczność ich uwzględnienia w IRIESP. Wprawdzie Rozporządzenie 2019/943 nie zawiera wyraźnej normy nakazującej operatorom przedstawienie krajowemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia kryteriów, o których mowa w art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943, jednakże kompetencję Prezesa URE do weryfikacji warunków redysponowania nierynkowego można wyprowadzić z Dyrektywy 2019/944. Art. 58 dyrektywy zalicza bowiem do obowiązków krajowego organu regulacyjnego [...] monitorowanie wdrażania zasad dotyczących funkcji i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych,

				operatorów systemów dystrybucyjnych [...] zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943 (art. 59 ust. 1 lit. u Dyrektywy 2019/944). Co więcej, nierynkowe redysponowanie może być dokonywane m. in. w ramach zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, zaś art. 59 ust. 10 Dyrektywy 2019/944 wymaga, by organy regulacyjne monitorowały [...] zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi krajowych sieci elektroenergetycznych, w tym połączeń wzajemnych, oraz wdrażanie zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych lub operatorzy rynku przedstawiają organom regulacyjnym swoje zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Należy zauważyć, że już w chwili obecnej wymagania wynikające z ww. przepisu

				implementuje art. 9g ust. 6 pr. en., zgodnie z którym IRiESP, zatwierdzana przez Prezesa URE powinna także zawierać wyodrębnioną część, określającą m. in. warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń. 3.Brak przepisu na poziomie unijnym zobowiązującym do uregulowania kwestii zasad przekazywania twórcom informacji dot. redysponowania na poziomie ustawy. Uzasadnia to więc dopuszczalność uregulowania tej materii na poziomie IRiESP – jak jest to ujęte w projekcie w dodawanym przepisie art. 9g ust. 4 pkt 6a). 4.Brak uzasadnienia dla konieczności wprowadzenia kryterium wyboru jednostek do redysponowania, w tym uwzględniającego

				wcześniejsze redysponowania. Dodatkowo należy zauważyć, że przepisy art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943 jako zawarte w rozporządzeniu unijnym i będące jednocześnie jasne, precyzyjne i bezwarunkowe bezpośrednio obowiązują w krajowym porządku prawnym i nie jest konieczna ich transpozycja do polskiego prawa. Ponadto nie sposób się zgodzić z tezą, że zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943, potencjalne redysponowanie w zakresie źródeł odnawialnych powinno być ograniczone do 5% rocznej generacji. Litera ustanawia bowiem jedynie pewne złagodzenie obowiązku operatorów systemu, aby zagwarantowali możliwość przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak

				najmniejszym redysponowaniu, <u>przy</u> <u>czym nie może</u> <u>uniemożliwić to</u> <u>uwzględniania przy</u> <u>planowaniu sieci</u> <u>redysponowania na</u> <u>ograniczoną skalę,</u> w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy <u>nie więcej niż 5 %</u> <u>rocznej wielkości energii</u> <u>wytwarzanej w</u> <u>instalacjach</u> <u>wykorzystujących</u> <u>odnawialne źródła</u> <u>energii bezpośrednio</u> <u>podłączonych do ich</u> <u>odpowiedniej sieci.</u> Ograniczenie do 5 % dotyczy zatem tylko przypadku instalacji, co do których sieć <u>zgodnie z</u> <u>planem</u> nie gwarantuje możliwości przesyłania energii w zakresie pełnej mocy zainstalowanej. W żadnym wypadku przepis ten nie ustanawia ogólnego limitu redysponowania dla wszystkich instalacji OZE.

				5.W Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - należy uwzględnić uzasadnienie do pkt 1 niniejszej tabeli. 6.OSP zamierza redysponować jednostkami wytwórczymi z wykorzystaniem funkcji zdalnego sterowania z poziomu systemu SCADA służb dyspozytorskich OSP/OSD. W przypadku gdy jednostka wytwórcza nie jest przystosowana do zdalnego ograniczania generowanej mocy przez służby dyspozytorskie OSP/OSD, polecenia dyspozytorskie OSP/OSD będą przekazywane telefonicznie do operatora jednostki wytwórczej i tym samym czynność ograniczania generowanej mocy będzie realizowana przez operatora jednostki wytwórczej z poziomu systemów operatora jednostki wytwórczej dedykowanych m.in. do jej sterowania. Założeniem jest, aby ograniczanie generacji jednostek wytwórczych

				poprzez otwarcie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy było stosowane tylko i wyłącznie jako ostateczność gdy wszystkie wyżej wymienione środki zawiodą. Zwracamy również uwagę, że OSP (w tym za pośrednictwem OSD) w procesie bilansowania KSE, dzień przed potencjalną redukcją generacji mocy na jednostkach wytwórczych, będzie informował podmioty posiadające jednostki wytwórcze o ryzyku wprowadzania ograniczenia w generacji mocy czynnej. Informacja przekazana dzień wcześniej pozwoli służbom odpowiadającym za ruch oraz eksploatację jednostki wytwórczej stosownie przygotować się do realizacji potencjalnego ograniczenia. Dodatkowo należy podkreślić, że OSP jest przedsiębiorstwem regulowanym i w pierwszej kolejności musi wykorzystywać do

				rozwiązywania problemów technicznych w procesie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami tańsze środki. W związku z powyższym wprowadzanie ograniczeń w generacji mocy na jednostkach wytwórczych powinno odbywać się w pełnym zakresie mocy czynnej. Należy również podkreślić, że przepis art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne odnoszący się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSP winien być spójny z dodawanym niniejszą ustawą przepisem art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne odnoszącym się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSD. Oba przepisy powinny jednolicie odnosić się do możliwości redysponowania jednostkami wytwórczymi, niezależnie czy polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej jest wydawane przez OSP czy przez OSD.

511.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	1. Nie wydaje się, aby intencją ustawodawcy unijnego była możliwość stosowania redysponowania w tak szerokim zakresie: generalną zasadą jest bowiem odnośnienie redysponowania do przypadków zarządzania ograniczeniami systemowymi, a nie do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – ten zakres dotyczy bowiem bilansowania, w związku z czym, jeśli tylko istnieją dostępne oferty bilansujące, operator powinien mieć obowiązek z nich skorzystać. Sam fakt, że zbilansowanie systemu będzie tańsze przy użyciu działań przymusowych, nie może uzasadniać wprowadzania pozarynkowych redukcji – takie rozwiązanie może mieć bowiem bardzo istotny wpływ na funkcjonowanie rynku bilansującego i prowadzić do istotnych zaburzeń kształtowania cen na RB. 2. Ponadto, nie zostały określone szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania - art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie jest jednoznaczny w tym zakresie, w związku z czym należy doprecyzować, jakie obowiązują zasady rozliczania tych rekompensat, wraz ze szczególnym trybem reklamacji. 3. Nie zostały również określone szczegółowe zasady przekazywania wytwórcom informacji w tym zakresie, w szczególności co do okna czasowego pomiędzy wydaniem polecenia, a jego realizacją. Są to kluczowe elementy funkcjonowania tego mechanizmu, w związku z tym powinny one znaleźć się w treści proponowanych przepisów, a nie w instrukcji opracowywanej przez operatora na podstawie art. 9g. 4. Projekt nie zawiera kryterium wyboru jednostek do redysponowania, w tym uwzględniającego wcześniejsze redysponowania. Ponadto, zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943, potencjalne redysponowanie w zakresie źródeł odnawialnych powinno być ograniczone do 5% rocznej generacji. Zasada ta nie została odzwierciedlona w przedmiotowej regulacji. Powyższe może skutkować nieproporcjonalnym i konsekwentnym zaniżaniem generacji jedynie wybranych instalacji. Proponujemy zatem wprowadzenie mechanizmu alokacji redukcji, który będzie wskazywał farmy przeznaczone do redukcji, a następnie porządkował je w taki sposób, że instalacje zredukowane zostaną przeniesione na koniec rankingu. 5. Wprowadzenie zapisów umożliwiających bezpośrednie wydawanie poleceń przez operatora przesyłowego w ramach nierynkowego redysponowania dla wytwórców przyłączonych do sieci OSD może doprowadzić do nieuwzględnienia przez OSP istotnych czynników mających wpływ na pracę sieci OSD oraz realizację podstawowych obowiązków nałożonych na OSD prawem. 6. Polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w szczególności elektrowni wiatrowej powoduje duże problemy techniczne podczas ponownego przywracania ich do ruchu i znacznie zwiększa ryzyko awarii, dlatego proponujemy rezygnację	Uwaga nieuwzględniona 1.Brak jest podstaw dla uznania, że intencją ustawodawcy unijnego nie było odniesienie uregulowania redysponowania do przypadków tak zarządzania ograniczeniami, jak i bilansowania. Brak w Rozporządzeniu 2019/943 przepisu, który zabraniałby i tym samym uniemożliwiał taką regulację na poziomie krajowym. Wprost przeciwnie, bazując na definicji redysponowania, przewidzianej w art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którą redysponowanie oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować

		z możliwości zupełnego wyłączenia jednostki na rzecz jej redukcji lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Dodatkowo, przepis powinien określać procentowo maksymalne ograniczenie mocy do poziomu niepowodującego problemów technicznych po powrocie instalacji do pracy. Propozycja zmiany: W celu ~~równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub~~ zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub za pośrednictwem i w koordynacji z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, wytwórcy przyłączonemu do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie ~~wyłączenia zmniejszenia mocy wytwarzanej przez~~ jednostkę wytwórczą o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW wykorzystującej energię wiatru lub słońca ~~lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą,~~ podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu, należy przyjąć, że bilansowanie może zostać potraktowane jako „inny sposób zapewnienia bezpieczeństwa systemu i jako takie jest objęte definicją redysponowania. 2. Zgodnie z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943 redysponowanie musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Zasada ta dotyczy niewątpliwie zarówno redysponowania rynkowego, jak i nierynkowego. Zakres zastosowania art. 13 ust. 1 nie został bowiem przez ustawodawcę unijnego w żaden sposób zawężony. Jednocześnie analizowany przepis nie określa w jakim trybie oraz w jakiej formie OSP/OSD powinien określić obiektywne,

				przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria. Przepisy unijne dopuszczają określenie kryteriów redysponowania, w tym szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania, w dowolnej formie, niekoniecznie na poziomie ustawy, o ile będą one dla właścicieli jednostek obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne. Jednocześnie, na gruncie obowiązujących przepisów uzasadnione jest przyjęcie, że Prezes URE, jako organ regulacyjny, powinien zatwierdzać kryteria i zasady redysponowania, co w praktyce oznacza konieczność ich uwzględnienia w IRiESP. Wprawdzie Rozporządzenie 2019/943 nie zawiera wyraźnej normy nakazującej operatorom przedstawienie krajowemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia kryteriów, o których mowa w art. 13 ust. 1 Rozporządzenia

				2019/943, jednakże kompetencję Prezesa URE do weryfikacji warunków redysponowania nierynkowego można wyprowadzić z Dyrektywy 2019/944. Art. 58 dyrektywy zalicza bowiem do obowiązków krajowego organu regulacyjnego [...] monitorowanie wdrażania zasad dotyczących funkcji i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych [...] zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943 (art. 59 ust. 1 lit. u Dyrektywy 2019/944). Co więcej, nierynkowe redysponowanie może być dokonywane m. in. w ramach zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, zaś art. 59 ust. 10 Dyrektywy 2019/944 wymaga, by organy regulacyjne monitorowały [...] zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi krajowych sieci

				elektroenergetycznych, w tym połączeń wzajemnych, oraz wdrażanie zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych lub operatorzy rynku przedstawiają organom regulacyjnym swoje zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Należy zauważyć, że już w chwili obecnej wymagania wynikające z ww. przepisu implementuje art. 9g ust. 6 pr. en., zgodnie z którym IRiESP, zatwierdzana przez Prezesa URE powinna także zawierać wyodrębnioną część, określającą m. in. warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń. 3.Brak przepisu na poziomie unijnym zobowiązującym do

				uregulowania kwestii zasad przekazywania wytwórcom informacji dot. redysponowania na poziomie ustawy. Uzasadnia to więc dopuszczalność uregulowania tej materii na poziomie IRiESP – jak jest to ujęte w projekcie w dodawanym przepisie art. 9g ust. 4 pkt 6a). 4.Brak uzasadnienia dla konieczności wprowadzenia kryterium wyboru jednostek do redysponowania, w tym uwzględniającego wcześniejsze redysponowania. Dodatkowo należy zauważyć, że przepisy art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943 jako zawarte w rozporządzeniu unijnym i będące jednocześnie jasne, precyzyjne i bezwarunkowe bezpośrednio obowiązują w krajowym porządku prawnym i nie jest konieczna ich transpozycja do polskiego prawa. Ponadto nie sposób się zgodzić z tezą, że zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia

				2019/943, potencjalne redysponowanie w zakresie źródeł odnawialnych powinno być ograniczone do 5% rocznej generacji. Litera ustanawia bowiem jedynie pewne złagodzenie obowiązku operatorów systemu, aby zagwarantowali możliwość przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach

				wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci. Ograniczenie do 5 % dotyczy zatem tylko przypadku instalacji, co do których sieć zgodnie z planem nie gwarantuje możliwości przesyłania energii w zakresie pełnej mocy zainstalowanej. W żadnym wypadku przepis ten nie ustanawia ogólnego limitu redysponowania dla wszystkich instalacji OZE. 5.W Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - należy uwzględnić uzasadnienie do pkt 1 niniejszej tabeli. 6.OSP zamierza redysponować jednostkami wytwórczymi z wykorzystaniem funkcji zdalnego sterowania z poziomu systemu SCADA służb dyspozytorskich OSP/OSD. W przypadku gdy jednostka wytwórcza nie jest przystosowana do zdalnego ograniczania generowanej mocy przez służby dyspozytorskie

				OSP/OSD, polecenia dyspozytorskie OSP/OSD będą przekazywane telefonicznie do operatora jednostki wytwórczej i tym samym czynność ograniczania generowanej mocy będzie realizowana przez operatora jednostki wytwórczej z poziomu systemów operatora jednostki wytwórczej dedykowanych m.in. do jej sterowania. Założeniem jest, aby ograniczanie generacji jednostek wytwórczych poprzez otwarcie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy było stosowane tylko i wyłącznie jako ostateczność gdy wszystkie wyżej wymienione środki zawiodą. Zwracamy również uwagę, że OSP (w tym za pośrednictwem OSD) w procesie bilansowania KSE, dzień przed potencjalną redukcją generacji mocy na jednostkach wytwórczych, będzie informował podmioty posiadające jednostki wytwórcze o ryzyku

				wprowadzania ograniczenia w generacji mocy czynnej. Informacja przekazana dzień wcześniej pozwoli służbom odpowiadającym za ruch oraz eksploatację jednostki wytwórczej stosownie przygotować się do realizacji potencjalnego ograniczenia. Dodatkowo należy podkreślić, że OSP jest przedsiębiorstwem regulowanym i w pierwszej kolejności musi wykorzystywać do rozwiązywania problemów technicznych w procesie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami tańsze środki. W związku z powyższym wprowadzanie ograniczeń w generacji mocy na jednostkach wytwórczych powinno odbywać się w pełnym zakresie mocy czynnej. Należy również podkreślić, że przepis art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne odnoszący się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSP winien być spójny z

				dodawanym niniejszą ustawą przepisem art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne odnoszącym się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSD. Oba przepisy powinny jednolicie odnosić się do możliwości redysponowania jednostkami wytwórczymi, niezależnie czy polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej jest wydawane przez OSP czy przez OSD.
512.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Propozycja ma na celu poprawę obiegu informacji między POB, OSP, OSD a Wytwórcą: 7a. W celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW wykorzystującej energię wiatru lub słońca lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, o czym zostanie poinformowany podmiot odpowiedzialny za bilansowanie tego wytwórcy.	Uwaga nieuwzględniona Kwestia powinna być regulowana w umowie pomiędzy danym wytwórcą a wybranym przez niego podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe. OSP nie ma możliwości informowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) o wprowadzanym ograniczeniu w generacji mocy czynnej na jednostce wytwórczej, ponieważ OSP nie posiada kompletnej informacji o

				przyporządkowaniu funkcjonujących na rynku podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie z poszczególnymi jednostkami wytwórczymi. Proponuje się, żeby informacja, dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, o wprowadzanym na danej jednostce wytwórczej ograniczeniu w generacji mocy czynnej, była przekazywana przez podmiot posiadający jednostkę wytwórczą na której zostało wprowadzone ograniczenie w generacji.
513.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy dodać przepis określający sposób obliczania wysokości rekompensaty finansowej przez operatora systemu elektroenergetycznego. Przepis powinien stanowić, że rekompensata finansowa w całości pokrywa stratę związaną z redukcją lub wyłączeniem instalacji OZE. W tej Polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w szczególności elektrowni wiatrowej powoduje duże problemy techniczne podczas ponownego przywracania ich do ruchu i znacznie zwiększa ryzyko awarii, dlatego proponujemy rezygnację z możliwości pełnego wyłączenia jednostki na rzecz jej redukcji lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Dodatkowo, przepis powinien określać procentowo maksymalne ograniczenie mocy do poziomu niepowodującego problemów technicznych po powrocie instalacji do pracy. powinny zostać określone zasady w jaki sposób ustala się wolumen zredukowanej, niewytworzonej energii elektrycznej, na podstawie którego będzie liczona rekompensata za energię elektryczną, a także wolumen energii elektrycznej dla jakiego liczona będzie rekompensata za niezyskane gwarancji oraz świadectw pochodzenia energii z OZE.	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z projektem nowelizacji ustawy sposób obliczania wysokości rekompensaty zostanie uregulowany w IRIESP (patrz odpowiedź na uwagę z pkt 3).

			W przypadku wytwórców funkcjonujących w systemie świadectw pochodzenia zwrot wartości praw majątkowych po wartości wynikającej z zawartych przez wytwórców umów na sprzedaż. Przepis powinien przyznać wytwórcy wybór, (w jakiej formie oraz z jaką częstotliwością) w jaki sposób nastąpi rozliczenie utraconej wartości niewyprodukowanej energii elektrycznej, czy w oparciu o ceny Rynku Dnia Następnego, czy na podstawie różnicy odchyłu w kontrakcie różnicowym. Przepis powinien stanowić, że poniesione przez zredukowanego wytwórcę koszty bilansowania handlowego będą uwzględnione w rekompensacie finansowej. Rekompensata będzie pełna jedynie wtedy, kiedy koszty bilansowania instalacji OZE, poniesione na skutek niewytworzenia energii elektrycznej zostaną uwzględnione w kwocie rekompensaty wypłacanej przez operatora. Przepis powinien przewidywać także przypadek wystąpienia ujemnych cen wytwarzania energii elektrycznej, w takim przypadku kwota odszkodowania powinna wynosić "0".	
514.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7b ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w szczególności elektrowni wiatrowej powoduje duże problemy techniczne podczas ponownego przywracania ich do ruchu i znacznie zwiększa ryzyko awarii, dlatego proponujemy rezygnację z możliwości zupełnego wyłączenia jednostki na rzecz jej redukcji lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Dodatkowo, przepis powinien określać procentowo maksymalne ograniczenie mocy do poziomu niepowodującego problemów technicznych po powrocie instalacji do pracy. Propozycja zmian: W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, posiadającego połączenie z siecią tego operatora, polecenie ~~wyłączenia~~ zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą innej niż mikroinstalacja, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączoną do sieci dystrybucyjnej ~~lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą~~, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	Uwaga nieuwzględniona Przepis art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne odnoszący się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSD winien być spójny z dodawanym niniejszą ustawą przepisem art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne odnoszącym się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSP. Innymi słowy, przepisy powinny jednolicie odnosić się do możliwości redysponowania jednostek wytwórczych,

				niezależnie czy polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej jest wydawane przez OSP czy przez OSD. Dodatkowo możliwość nierynkowej redukcji przez OSD zostanie rozszerzona o mikroinstalacje (zgodnie ze zgłoszoną uwagą PTPiREE), stąd możliwość wyłączenia powinna pozostać również z uwagi na mikroinstalacje, które co do zasady w przypadku konieczności zastosowania nierynkowej redukcji będą podlegały wyłączeniu a nie ograniczeniu wytwarzanej mocy. Jednocześnie, należy wskazać przepis art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne w zakresie wyłączenia jednostki wytwórczej odnosi się do prawa a nie obowiązku jego stosowania przez OSD. Innymi słowy OSD powinien mieć możliwość (w przypadku braku możliwości zastosowania innych środków zaradczych bądź w przypadku gdy

				inne środki zaradcze, w tym zmniejszenie mocy wytwarzanej, nie będą wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej) wyłączenia jednostek wytwórczych i mikroinstalacji.
515.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7b ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w szczególności elektrowni wiatrowej powoduje duże problemy techniczne podczas ponownego przywracania ich do ruchu i znacznie zwiększa ryzyko awarii, dlatego proponujemy rezygnację z możliwości pełnego wyłączenia jednostki na rzecz jej redukcji lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Dodatkowo, przepis powinien określać procentowo maksymalne ograniczenie mocy do poziomu niepowodującego problemów technicznych po powrocie instalacji do pracy. Propozycja zmian: W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, posiadającego połączenie z siecią tego operatora, polecenie ~~wyłączenia~~ zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą innej niż mikroinstalacja, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączoną do sieci dystrybucyjnej ~~lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą~~, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	Uwaga nieuwzględniona Przepis art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne odnoszący się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSD winien być spójny z dodawanym niniejszą ustawą przepisem art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne odnoszącym się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSP. Innymi słowy, przepisy powinny jednolicie odnosić się do możliwości redysponowania jednostek wytwórczych, niezależnie czy polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej jest wydawane przez OSP czy przez OSD. Dodatkowo możliwość nierynkowej redukcji

				przez OSD zostanie rozszerzona o mikroinstalacje (zgodnie ze zgłoszoną uwagą PTPiREE), stąd możliwość wyłączenia powinna pozostać również z uwagi na mikroinstalacje, które co do zasady w przypadku konieczności zastosowania nierynkowej redukcji będą podlegały wyłączeniu a nie ograniczeniu wytwarzanej mocy. Jednocześnie, należy wskazać przepis art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne w zakresie wyłączenia jednostki wytwórczej odnosi się do prawa a nie obowiązku jego stosowania przez OSD. Innymi słowy OSD powinien mieć możliwość (w przypadku braku możliwości zastosowania innych środków zaradczych bądź w przypadku gdy inne środki zaradcze, w tym zmniejszenie mocy wytwarzanej, nie będą wystarczające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej)

				wyłączenia jednostek wytwórczych i mikroinstalacji.
516.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7b i 7d ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponowane przepisy wprowadzają do ustawy - Prawo energetyczne postanowienia odnoszące się do możliwości redysponowania (ograniczania bądź wyłączenia) jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, stosownie do przepisów art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Jednakże proponowane zapisy wyłączają z mikroinstalacje z możliwości ich redysponowania przez operatora systemu dystrybucyjnego. Przyłączane coraz liczniej mikroinstalacje (praktycznie wszystkie mikroinstalacje przyłączane są w trybie zgłoszenia zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, a więc w szczególności bez oceny istnienia warunków technicznych przyłączenia mikroinstalacji) przyczyniają się do występowania problemów związanych z zapewnieniem właściwych parametrów pracy sieci dystrybucyjnych, co również stwarza ryzyko potrzeby redukcji ich generacji wraz z postępującym dalszym ich rozwojem. Tym samym OSD powinni mieć możliwość redysponowania również mikroinstalacjami, jeśli inne dostępne usługi lub narzędzia nie przyczynią się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej. Aktualnie jedynie art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy - Prawo energetyczne przewiduje wprost możliwość ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW w przypadku gdy wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci. Jednakże, po pierwsze działanie takie nie skutkuje ustawowym obowiązkiem wypłaty rekompensaty, a po drugie ograniczenie pracy lub odłączenia jedynie tej grupy mikroinstalacji (stanowiącej tylko kilka procent wszystkich mikroinstalacji), z uwagi na rozwój generacji rozporoszonej, w praktyce może nie przyczynić się do realizacji celu – zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Jednocześnie Rozporządzenie UE 2019/943 w zakresie postanowień dotyczących ograniczenia generacji odnosi się do wszystkich jednostek wytwarzania, a więc również do wszystkich mikroinstalacji. Z kolei Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci („NC RfG”) stawia wymóg przyjęcia polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej dla modułów wytwarzania energii typu A, a więc również dla mikroinstalacji. Nadanie operatorom systemów elektroenergetycznych prawa do redysponowania FW i PV na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię umożliwi dalszy rozwój FW i PV, umożliwiając przyłączenie większej ilości instalacji OZE, przy zapewnieniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz będzie stanowił istotny środek zaradczy do	Uwaga uwzględniona

		utrzymania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. Ponadto możliwość redysponowania mikroinstalacjami, które przyłączone są do sieci dystrybucyjnej w trybie zgłoszenia (bez możliwości odmowy przyłączenia z uwagi na brak warunków technicznych), przyczyni się do zapewnienia przez OSD parametrów jakościowych energii elektrycznej wynikających z przepisów prawa oraz do poprawy ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, gdyż redysponowanie mikroinstalacjami, jako działanie prewencyjne, pozwoli zminimalizować zadziałanie automatyki zabezpieczeniowej zainstalowanej w sieci dystrybucyjnej, a tym samym pozwoli uniknąć wyłączeń odbiorców. Ponadto możliwość ograniczania generacji mikroinstalacji przyczyni się do zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, jak również umożliwi świadczenie usług elastyczności przez agregatorów lub wspólnoty energetyczne, jak również pozwoli na zbilansowanie obszarów klastrów energii, spółdzielni energetycznych, bądź wspólnot energetycznych, których działalność np. jako obywatelskich społeczności energetycznych przewidziana jest w przepisach Dyrektywy 2019/944. W art. 7 proponujemy skreślenie ust. 8d¹⁰. Jednocześnie proponujemy następującą redakcję art. 9c ust. 7b uPE: <i>„7b. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może, w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 oraz na zasadach wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia, wydać bezpośrednio lub za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, posiadającego połączenie z siecią tego operatora, polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej, w tym mikroinstalacji, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączoną do sieci dystrybucyjnej lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”.</i> Proponujemy następującą redakcję art. 9c ust. 7d uPE: <i>„7d. Operator systemu elektroenergetycznego wydając polecenie, o którym mowa w ust. 7a i 7b, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej kieruje je do jednostek wytwórczych lub mikroinstalacji, w odniesieniu do których wykonanie polecenia w największym stopniu przyczynia się do spełnienia tego celu. Jeśli polecenia, o których mowa w ust. 7b, dotyczą mikroinstalacji, w pierwszej kolejności wydaje się je wobec mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW.”.</i>	

517.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7c ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	W związku z uwagami poczynionymi do proponowanego nowego art. 9c ust. 7a uPE proponujemy wykreślenie tego przepisu, jako nieodzwierciedlającego istoty nowelizacji.	Uwaga nieuwzględniona Art. 9c ust. 7c został doprecyzowany.
518.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7d ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Przepis należy doprecyzować, ponieważ w obecnym kształcie powoduje ryzyko ciągłego wyłączania bądź ograniczania tych samych instalacji OZE o najniższym koszcie wytwarzania lub ulokowanych w miejscach z ograniczeniami systemowymi wymagających inwestycji w rozbudowę lub modernizację sieci. Proponujemy doprecyzowanie o następujące zasady: 1) redukcja generacji danej instalacji OZE w danym roku nie może być większa niż 5% ubiegłorocznej wielkości produkcji energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji OZE, 2) łączna wielkość redukcji u danego operatora systemu nie może być większa niż o 5% łącznej produkcji wszystkich instalacji OZE przyłączonych do sieci danego operatora (co jest zgodne z duchem art. 13 ust. 5 pkt 3 rozporządzenia 2019/943), 3) dopuszczalne są ograniczenia generacji instalacji OZE do 50% mocy zainstalowanej z uwzględnieniem redukcji mocy w sposób równomierny dla całej instalacji OZE a nie poszczególnych turbin danej instalacji OZE, 4) wprowadzenie mechanizmu kolejkowania redukowanych instalacji OZE, pozwalającego na równomierne ograniczanie instalacji OZE przyłączonych do sieci danego operatora; stanowić to będzie odzwierciedlenie reguły, że OSP i OSD stosują obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów (art. 9c ust. 2 uPE).	Uwaga nieuwzględniona 1) propozycja opiera się na rozszerzającej wykładni art. 13 ust. 5 lit. a i w sposób nieuzasadniony ograniczałaby uprawnienia operatorów systemów; 2) - takie ograniczenie szłoby jeszcze dalej niż proponowane w pkt 1, tym bardziej niemające uzasadnienia w przepisach unijnych, a dodatkowo idąca w kierunku przyznania wytwórcom posiadającym instalacje OZE swego odrębnego mechanizmu dysponowania priorytetowego obok zasad określonych w art. 12 rozporządzenia 2019/943; 3) - takie ograniczenie również zawęzałoby stosowanie przepisów

				rozporządzenia 2019/943, a jego wprowadzenie w prawie krajowym mogłoby zostać uznana za naruszenie prawa UE - ograniczenie do 50% mocy zainstalowanej również stanowiłoby de facto formę priority dispatch - gwarancji ciągłości przesyłu energii, i to idącej dalej niż priority dispatch z art. 12 rozporządzenia 2019/943, bowiem gwarancja ta byłaby niezależna od stanu systemu (por. art. 12 ust. 2); 4) propozycja wprowadzenia kolejkowania nie jest właściwym rozwiązaniem, ponieważ OSP jako przedsiębiorstwo regulowane musi obsługiwać procesy, za które jest odpowiedzialny, biorąc w szczególności pod uwagę wysokość kosztów z tym związanych. Mechanizm kolejkowania znacząco podniósłby koszty obsługiwanego procesu bilansowania oraz zarządzania

				ograniczeniami sieciowymi. Ponadto rozwiązanie z kolejkowaniem nadmiernie skomplikowałoby mechanizm co również przyczyniłoby się do podniesienia kosztów zarówno po stronie operatorów systemów elektroenergetycznych jak i podmiotów posiadających jednostki wytwórcze. Biorąc pod uwagę, że bezpieczna praca KSE stanowi najwyższy priorytet dla OSP, jak również jest istotna dla całego kraju, uważamy, że nadmierne komplikowanie mechanizmu oraz wprowadzanie sztucznych ograniczeń, które przyczyniałyby się do zwiększania kosztów oraz mogłyby mieć realne przełożenie na prowadzenie bezpiecznej pracy KSE nie jest właściwym rozwiązaniem.
519.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7e	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	W związku z uwagami poczynionymi do proponowanego art. 9c ust. 7a uPE rekomendujemy wykreślenie tego przepisu.	Uwaga nieuwzględniona Redysponowanie OZE będzie odbywało się jedynie w wyjątkowych

	ustawy - Prawo energetyczne			sytuacjach po wyczerpaniu wszystkich dostępnych dla operatora systemu elektroenergetycznego środków zaradczych w szczególności środków pozyskiwanych na zasadach rynkowych. Takie rozwiązanie jest zgodne z wykładnią artykułu 13 ust. 3 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Biorąc powyższe pod uwagę oraz fakt, że przedmiotowy akt prawny jest bezpośrednio stosowalny w krajach członkowskich nie ma uzasadnienia dla powtórzenia regulacji zawartych w art. 13 ust. 3 przedmiotowego rozporządzenia w legislacji krajowej. Jednocześnie, brak jest podstaw dla uznania, że intencją ustawodawcy unijnego nie było odniesienie uregulowania redysponowania do

				przypadków tak zarządzania ograniczeniami, jak i bilansowania. Brak w Rozporządzeniu 2019/943 przepisu, który zabraniałby i tym samym uniemożliwiał taką regulację na poziomie krajowym. Wprost przeciwnie, bazując na definicji redysponowania, przewidzianej w art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którą redysponowanie oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu, należy przyjąć, że bilansowanie może zostać potraktowane jako

				„inny sposób zapewnienia bezpieczeństwa systemu i jako takie jest objęte definicją redysponowania. Próg mocy zainstalowanej na poziomie 500 kW został określony na podstawie potrzeb w zakresie utrzymania bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i nie ma związku z definicją małej instalacji OZE. Biorąc powyższe pod uwagę brak jest podstaw dla podniesienia progu mocy zainstalowanej do 1 MW.
520.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7f ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy inaczej uregulować przypadki braku uprawnienia do rekompensaty finansowej, ponieważ art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie jest wystarczająco precyzyjny w tym zakresie. Należy dodać przepis przejściowy, stanowiący, że brak rekompensaty finansowej będzie miał zastosowanie tylko wobec wytwórców, którym wydano warunki przyłączenia po wejściu w życie zmiany uPE, a wszelkie zwolnienia w umowach o przyłączenie, uzyskane przed wejściem w życie nowelizacji uznaje się za bezskuteczne. Należy także wprowadzić przepis stanowiący, że operator może uzyskać zwolnienie z obowiązku wypłaty rekompensaty jedynie na wniosek zgłoszony przez wytwórcę starającego się wydanie warunków przyłączenia.	Uwaga częściowo uwzględniona. Został dodany przepis przejściowy w brzmieniu: „Przepis art. 9c ust. 7f ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się również do umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zawartych z wytwórcami przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy,

				w zakresie w jakim postanowienia tych umów zwalniają operatora systemu elektroenergetycznego z odpowiedzialności za wstrzymanie lub ograniczenie wyprowadzenia mocy z danej jednostki wytwórczej.”
521.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7f ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Regulacja zawarta w ust. 7f powinna dotyczyć wyłącznie umów zawartych po dniu wejścia w życie ustawy. Dodatkowo pozostawienie możliwość wykluczenia z rekompensaty finansowej na podstawie klauzul z umowy o przyłączenie powinno być powiązane ze zwolnieniem inwestora z opłaty za przyłączenie do sieci.	Uwaga częściowo uwzględniona. Został dodany przepis przejściowy. W odniesieniu do propozycji zwolnienia podmiotu przyłączanego z opłaty za przyłączenie do sieci, w przypadku braku po stronie operatora obowiązku wypłaty rekompensaty, należy wskazać, na brak wystarczającego uzasadnienia dla jej przyjęcia. Należy bowiem mieć na uwadze, że umowy o przyłączenie niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, bez obowiązku wypłaty rekompensaty, są zawierane w okolicznościach braku istnienia warunków technicznych lub

				ekonomicznych dla przyłączenia gwarantującego niezawodne dostawy energii, co skutkuje po stronie właściwego operatora brakiem obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie. Tym samym nie powinno się wprowadzać przepisów przewidujących ulgi dla podmiotów przyłączanych na podstawie takich umów, gdyż mogłoby to prowadzić do prób wymuszania ich zawarcia przez jednostki wytwórcze, co w konsekwencji przerzuciłoby koszty budowy przyłącza w całości na końcowego odbiorcę energii.
522.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7f ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Regulacja zawarta w ust. 7f powinna dotyczyć wyłącznie umów zawartych po dniu wejścia w życie ustawy. Dodatkowo pozostawienie możliwości wykluczenia z rekompensaty finansowej na podstawie klauzul z umowy o przyłączenie powinno być powiązane ze zwolnieniem inwestora z opłaty za przyłączenie do sieci.	Uwaga częściowo uwzględniona. Został dodany przepis przejściowy. W odniesieniu do propozycji zwolnienia podmiotu przyłączanego z opłaty za przyłączenie do sieci, w przypadku braku po stronie operatora obowiązku wypłaty rekompensaty,

				należy wskazać, na brak wystarczającego uzasadnienia dla jej przyjęcia. Należy bowiem mieć na uwadze, że umowy o przyłączenie niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, bez obowiązku wypłaty rekompensaty, są zawierane w okolicznościach braku istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych dla przyłączenia gwarantującego niezawodne dostawy energii, co skutkuje po stronie właściwego operatora brakiem obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie. Tym samym nie powinno się wprowadzać przepisów przewidujących ulgi dla podmiotów przyłączanych na podstawie takich umów, gdyż mogłoby to prowadzić do prób wymuszania ich zawarcia przez jednostki wytwórcze, co w konsekwencji przerzuciłoby koszty budowy przyłącza w całości na końcowego odbiorcę energii.

523.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7g ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy dodać w projektowanym przepisie zapis, że rekompensaty za niedostarczoną energię elektryczną i wsparcie aukcyjne, utracone negatywne saldo operatorzy powinni wypłacać w takich samych terminach w jakich wypłacana jest gwarancja ujemnego salda. W przypadku wytwórców pozostających w systemie świadectw pochodzenia termin na odkup z rynku praw majątkowych i gwarancji pochodzenia będzie następował po zakończeniu miesiąca w którym wydano polecenie ograniczenia lub wyłączenia instalacji OZE. Przepis jest nieprecyzyjny w zakresie w jakim nie określa terminu wypłaty rekompensaty, która powinna zostać wypłacona w krótkim czasie od wydania polecenia przez operatora.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzenie przepisu stanowiącego, że rekompensata za redysponowanie jednostką wytwórczą jest wypłacana w takich samych terminach jak wypłacane jest ujemne saldo spowodowałoby, że termin wypłaty rekompensaty byłby zależny od poprawności danych złożonych przez wytwórcę do ZR, a nie od poprawności danych złożonych przez Wytwórcę do właściwego operatora systemu. Takie podejście jest nieuzasadnione. Termin wypłaty rekompensaty za redysponowanie jednostką wytwórczą będzie regulowany w Instrukcji Ruchu. Można wstępnie przyjąć, że termin wypłaty rekompensaty będzie taki sam albo krótszy niż przytoczony termin rozliczania salda ujemnego przez ZP, przy czym będzie on ściśle zależny od poprawności danych przekazanych przez wytwórcę do operatora systemu.

524.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7g ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W związku z wprowadzaniem nierynkowej redukcji generacji istnieje potrzeba uregulowania mechanizmów rozliczania rekompensaty i skutków podatkowych jej wypłaty. Propozycja brzmienia przepisu: 7g. Rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, oblicza i wypłaca operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca, którego dotyczyło polecenie. Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 jest rozliczana w ramach umowy o świadczenie usług przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, przy czym zastosowanie się przez wytwórcę do polecenia operatora systemu elektroenergetycznego stanowi czynność opodatkowaną, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2021 r. poz. 685 z późn. zm.)	Uwaga uwzględniona.
525.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7i ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Zapisy art. 7g,h,i,j nie zawierają delegacji do dokonywania weryfikacji wyliczeń rekompensaty ani jej korekty. Nie podano także szczególnego trybu reklamacji. Zatem zapisy o weryfikacji, bez podania jej rozstrzygnięcia w tym przypadku są bezcelowe. Zwrot kosztu rekompensat finansowych – co w przypadku gdy operator wydający polecenie zakwestionuje wyliczenie? Proponujemy aby mechanizm zakładał uzgodnienie wysokości rekompensaty między operatorami, tak żeby po jej wypłacie nie było sytuacji spornych. Propozycja zmiany brzmienia: „7i. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane umożliwiające weryfikację ~~poprawnego~~ na podstawie których dokonano wyliczenia rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”	Uwaga nieuwzględniona Zasady obliczenia i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 943 będą określone w IRiESP, jak propozycja dodania przepisu art. 9g us. 4 pkt 6a). Z kolei zgodnie z obowiązującym art. 9g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne OSD powinien uwzględnić wymagania w powołanym zakresie w IRiESD. Powołane dokumenty są zatwierdzane przez Prezesa URE, brak więc uzasadnienia do przyjęcia rozwiązania, że „wysokość

				rekompensaty będzie uzgadniania pomiędzy OSP”. Wzorcem do weryfikacji poprawności wyliczenia rekompensaty będą więc postanowienia IRiESP i IRiESD zatwierdzanych przez Prezesa URE. Odnosząc się do propozycji zmiany przepisu należy wskazać, że zaproponowane brzmienie w sposób nieuzasadniony zdejmuje z operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca którego dotyczyło polecenie, ciężar weryfikacji poprawności danych dla wyliczenia rekompensaty, niwelując ich adekwatność wobec celu, któremu mają służyć.
526.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7i ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zapisy art. 7g,h,i,j nie zawierają delegacji do dokonywania weryfikacji wyliczeń rekompensaty ani jej korekty. Nie podano także szczególnego trybu reklamacji. Dlatego też zapisy o weryfikacji, bez podania jej rozstrzygnięcia, w tym przypadku są bezcelowe. Propozycja zmian: <i>„7i. Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane umożliwiające weryfikację</i>	Uwaga nieuwzględniona Zasady obliczenia i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 943 będą określone w IRiESP, jak propozycja dodania przepisu art. 9g us. 4 pkt

			poprawnego na podstawie których dokonano wyliczenia rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”	6a). Z kolei zgodnie z obowiązującym art. 9g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne OSD powinien uwzględnić wymagania w powołanym zakresie w IRiESD. Powołane dokumenty są zatwierdzane przez Prezesa URE, brak więc uzasadnienia do przyjęcia rozwiązania, że „wysokość rekompensaty będzie uzgadniania pomiędzy OSP”. Wzorcem do weryfikacji poprawności wyliczenia rekompensaty będą więc postanowienia IRiESP i IRiESD zatwierdzanych przez Prezesa URE. Odnosząc się do propozycji zmiany przepisu należy wskazać, że zaproponowane brzmienie w sposób nieuzasadniony zdejmuje z operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca którego dotyczyło polecenie, ciężar weryfikacji poprawności danych dla wyliczenia rekompensaty, niwelując ich adekwatność wobec

				celu, któremu mają służyć.
527.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7i ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy dodać po słowie „przekazuje” – w terminie 7 dni. Przepis jest nieprecyzyjny w zakresie w jakim nie określa terminu przekazania przez OSD do OSP danych umożliwiających weryfikację wyliczenia rekompensaty finansowej. Zasadnym jest także wprowadzenie zapisu umożliwiającego zainteresowanemu wytwórcy wgląd w przekazywane dane z możliwością zgłoszenia swoich uwag co do poprawności wyliczenia rekompensaty oraz odpowiednią ścieżkę odwoławczą do Prezesa URE albo sądu.	Uwaga nieuwzględniona Uwzględniając, że instrukcja, o której mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne ma zawierać zasady obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, zasadnym jest zamieszczenie terminu wymiany informacji pomiędzy OSP a OSD także na poziomie tej instrukcji.
528.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7i i nast. ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Projektowane przepisy nie zawierają delegacji do dokonywania weryfikacji wyliczeń rekompensaty ani jej korekty. Propozycja zmian: Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane, ~~umożliwiające weryfikację~~ poprawnego na podstawie których dokonano wyliczenia rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	Uwaga nieuwzględniona Zasady obliczenia i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 943 będą określone w IRIESP, jak propozycja dodania przepisu art. 9g us. 4 pkt 6a). Z kolei zgodnie z obowiązującym art. 9g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne OSD powinien uwzględnić wymagania w

				powołanym zakresie w IRiESD. Powołane dokumenty są zatwierdzane przez Prezesa URE, brak więc uzasadnienia do przyjęcia rozwiązania, że „wysokość rekompensaty będzie uzgadniania pomiędzy OSP”. Wzorcem do weryfikacji poprawności wyliczenia rekompensaty będą więc postanowienia IRiESP i IRiESD zatwierdzanych przez Prezesa URE. Odnosząc się do propozycji zmiany przepisu należy wskazać, że zaproponowane brzmienie w sposób nieuzasadniony zdejmuje z operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca którego dotyczyło polecenie, ciężar weryfikacji poprawności danych dla wyliczenia rekompensaty, niwelując ich adekwatność wobec celu, któremu mają służyć.
529.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Projektowane przepisy nie zawierają delegacji do dokonywania weryfikacji wyliczeń rekompensaty ani jej korekty.	Uwaga nieuwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7i i nast. ustawy - Prawo energetyczne		Propozycja zmian: Operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest wytwórca, którego dotyczyło polecenie, przekazuje operatorowi systemu elektroenergetycznego, który wydał polecenie, dane, ~~umożliwiające weryfikację~~ poprawnego na podstawie których dokonano wyliczenia rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.	Zasady obliczenia i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 943 będą określone w IRiESP, jak propozycja dodania przepisu art. 9g us. 4 pkt 6a). Z kolei zgodnie z obowiązującym art. 9g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne OSD powinien uwzględnić wymagania w powołanym zakresie w IRiESD. Powołane dokumenty są zatwierdzane przez Prezesa URE, brak więc uzasadnienia do przyjęcia rozwiązania, że „wysokość rekompensaty będzie uzgadniania pomiędzy OSP”. Wzorcem do weryfikacji poprawności wyliczenia rekompensaty będą więc postanowienia IRiESP i IRiESD zatwierdzanych przez Prezesa URE. Odnosząc się do propozycji zmiany przepisu należy wskazać, że zaproponowane brzmienie w sposób nieuzasadniony zdejmuje z operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci

				przylączony jest wytwórca którego dotyczyło polecenie, ciężar weryfikacji poprawności danych dla wyliczenia rekompensaty, niwelując ich adekwatność wobec celu, któremu mają służyć.
530.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 71 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy określić szczegółowe zasady sprawozdawczości w przypadku zastosowania nierynkowego mechanizmu wyłączania lub redukcji mocy instalacji OZE. Nie projekcie nowelizacji nie zostały przedstawione szczegółowe zasady sprawozdawczości w zakresie wykorzystania tego nierynkowego mechanizmu, może to budzić wątpliwości co do transparentności działania OSP w tym zakresie oraz powodować nadużywanie tego mechanizmu. Art. 13 ust. 4a) rozporządzenia 2019/943 nie reguluje szczegółowo elementów jakie powinno zawierać sprawozdanie z wykorzystania przez OSP redysponowania nierynkowego, zatem należy ten zakres doprecyzować w projektowanym przepisie.	Uwaga nieuwzględniona Zasady dot. sprawozdawczości w zakresie redysponowania zostały jasno określone w art. 13 ust. 4a rozporządzenia 2019/943, jak również w dodawanym art. 9c ust 71. W związku z tym nie ma potrzeby dalszego doprecyzowania tego zagadnienia. Art. 13 ust. 4a rozporządzenie 2019/943 nie reguluje elementów jakie powinno zawierać sprawozdanie z wykorzystania przez OSP redysponowania nierynkowego gdyż regulacja w tym zakresie jest zawarta w art. 14 ust. 6 pkt d) tego rozporządzenia. Powołany przepis stanowi, że

				sprawozdanie przedkładane przez OSP w zakresie zastosowania nierynkowego dysponowania prowadzącego do obniżenia mocy powinno zawierać uzasadnienie w należyty i przejrzysty sposób. Powołany przepis zawiera więc szczegółowe zasady sprawozdawczości gwarantujące transparentność działań OSP i z tego względu oraz uwzględniając dodawany przepis art. 9c ust. 7l zbędnym jest wprowadzanie w tym zakresie regulacji na poziomie ustawy.
531.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a-7l ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Nie wydaje się, aby intencją ustawodawcy unijnego była możliwość stosowania redysponowania w tak szerokim zakresie: generalną zasadą jest bowiem odnoszenie redysponowania do przypadków zarządzania ograniczeniami systemowymi, a nie do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię – ten zakres dotyczy bowiem bilansowania, w związku z czym jeśli tylko istnieją dostępne oferty bilansujące, operator powinien mieć obowiązek z nich skorzystać. Sam fakt, że zbilansowanie systemu będzie tańsze przy użyciu przymusowych regulacji, nie może uzasadniać wprowadzania pozarynkowych redukcji – takie rozwiązanie może mieć bowiem bardzo istotny wpływ na funkcjonowanie rynku bilansującego i prowadzić do istotnych zaburzeń kształtowania cen na RB. Ponadto, nie zostały określone szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania – art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 nie jest jednoznaczny w tym zakresie, w związku z czym należy doprecyzować, jakie obowiązują zasady rozliczania tych rekompensat. Ponadto, nie zostały określone bardziej szczegółowe zasady przekazywania wytwórcom informacji w tym zakresie, w szczególności co do okna czasowego pomiędzy wydaniem polecenia, a jego realizacją. Są to kluczowe elementy funkcjonowania tego mechanizmu, w	Uwaga nieuwzględniona 1.Brak jest podstaw dla uznania, że intencją ustawodawcy unijnego nie było odniesienie uregulowania redysponowania do przypadków tak zarządzania ograniczeniami, jak i bilansowania. Brak w Rozporządzeniu 2019/943 przepisu, który zabraniałby i tym samym uniemożliwiał taką regulację na poziomie

			związku z tym powinny one znaleźć się w treści proponowanych przepisów, a nie w instrukcji opracowywanej przez operatora na podstawie art. 9g. Proponujemy skreślić dodawane ustępy w art. 9c od ust.7a do 7l. Wyłączenia jednostek lub zmniejszenia ich generacji powinny być dokonywane wyłącznie w ramach usuwania ograniczeń a nie w ramach bilansowania. Trzeba ewentualnie rozszerzyć regulacje dotyczące usuwania ograniczeń.	krajowym. Wprost przeciwnie, bazując na definicji redysponowania, przewidzianej w art. 2 pkt 26 Rozporządzenia 2019/943, zgodnie z którą redysponowanie oznacza <i>środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w <u>inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu</u>, należy przyjąć, że bilansowanie może zostać potraktowane jako „inny sposób zapewnienia bezpieczeństwa systemu i jako takie jest objęte definicją redysponowania.</i> 2. Zgodnie z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943

				redysponowanie musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Zasada ta dotyczy niewątpliwie zarówno redysponowania rynkowego, jak i nierynkowego. Zakres zastosowania art. 13 ust. 1 nie został bowiem przez ustawodawcę unijnego w żaden sposób zawężony. Jednocześnie analizowany przepis nie określa w jakim trybie oraz w jakiej formie OSP/OSD powinien określić obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria. Przepisy unijne dopuszczają określenie kryteriów redysponowania, w tym szczegółowe zasady rozliczania rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania, w dowolnej formie, niekoniecznie na poziomie ustawy, o ile będą one dla właścicieli jednostek obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne. Jednocześnie, na gruncie

				obowiązujących przepisów uzasadnione jest przyjęcie, że Prezes URE, jako organ regulacyjny, powinien zatwierdzać kryteria i zasady redysponowania, co w praktyce oznacza konieczność ich uwzględnienia w IRIESP. Wprawdzie Rozporządzenie 2019/943 nie zawiera wyraźnej normy nakazującej operatorom przedstawienie krajowemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia kryteriów, o których mowa w art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943, jednakże kompetencję Prezesa URE do weryfikacji warunków redysponowania nierynkowego można wyprowadzić z Dyrektywy 2019/944. Art. 58 dyrektywy zalicza bowiem do obowiązków krajowego organu regulacyjnego [...] monitorowanie wdrażania zasad dotyczących funkcji i zakresu odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych,

				operatorów systemów dystrybucyjnych [...] zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2019/943 (art. 59 ust. 1 lit. u Dyrektywy 2019/944). Co więcej, nierynkowe redysponowanie może być dokonywane m. in. w ramach zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, zaś art. 59 ust. 10 Dyrektywy 2019/944 wymaga, by organy regulacyjne monitorowały [...] zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi krajowych sieci elektroenergetycznych, w tym połączeń wzajemnych, oraz wdrażanie zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych lub operatorzy rynku przedstawiają organom regulacyjnym swoje zasady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Należy zauważyć, że już w chwili obecnej wymagania wynikające z ww. przepisu

				implementuje art. 9g ust. 6 pr. en., zgodnie z którym IRiESP, zatwierdzana przez Prezesa URE powinna także zawierać wyodrębnioną część, określającą m. in. warunki, jakie muszą być spełnione w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz procedury zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń. 3.Brak przepisu na poziomie unijnym zobowiązującym do uregulowania kwestii zasad przekazywania twórcom informacji dot. redysponowania na poziomie ustawy. Uzasadnia to więc dopuszczalność uregulowania tej materii na poziomie IRiESP – jak jest to ujęte w projekcie w dodawanym przepisie art. 9g ust. 4 pkt 6a). 4.Brak uzasadnienia dla konieczności wprowadzenia kryterium wyboru jednostek do redysponowania, w tym uwzględniającego

				wcześniejsze redysponowania. Dodatkowo należy zauważyć, że przepisy art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943 jako zawarte w rozporządzeniu unijnym i będące jednocześnie jasne, precyzyjne i bezwarunkowe bezpośrednio obowiązują w krajowym porządku prawnym i nie jest konieczna ich transpozycja do polskiego prawa. Ponadto nie sposób się zgodzić z tezą, że zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) rozporządzenia 2019/943, potencjalne redysponowanie w zakresie źródeł odnawialnych powinno być ograniczone do 5% rocznej generacji. Litera ustanawia bowiem jedynie pewne złagodzenie obowiązku operatorów systemu, aby zagwarantowali możliwość przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak

				najmniejszym redysponowaniu, <u>przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę</u>, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie <u>i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci.</u> Ograniczenie do 5 % dotyczy zatem tylko przypadku instalacji, co do których sieć <u>zgodnie z planem</u> nie gwarantuje możliwości przesyłania energii w zakresie pełnej mocy zainstalowanej. W żadnym wypadku przepis ten nie ustanawia ogólnego limitu redysponowania dla wszystkich instalacji OZE.

				5.W Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7a ustawy - należy uwzględnić uzasadnienie do pkt 1 niniejszej tabeli. 6.OSP zamierza redysponować jednostkami wytwórczymi z wykorzystaniem funkcji zdalnego sterowania z poziomu systemu SCADA służb dyspozytorskich OSP/OSD. W przypadku gdy jednostka wytwórcza nie jest przystosowana do zdalnego ograniczania generowanej mocy przez służby dyspozytorskie OSP/OSD, polecenia dyspozytorskie OSP/OSD będą przekazywane telefonicznie do operatora jednostki wytwórczej i tym samym czynność ograniczania generowanej mocy będzie realizowana przez operatora jednostki wytwórczej z poziomu systemów operatora jednostki wytwórczej dedykowanych m.in. do jej sterowania. Założeniem jest, aby ograniczanie generacji jednostek wytwórczych

				poprzez otwarcie wyłącznika w torze wyprowadzenia mocy było stosowane tylko i wyłącznie jako ostateczność gdy wszystkie wyżej wymienione środki zawiodą. Zwracamy również uwagę, że OSP (w tym za pośrednictwem OSD) w procesie bilansowania KSE, dzień przed potencjalną redukcją generacji mocy na jednostkach wytwórczych, będzie informował podmioty posiadające jednostki wytwórcze o ryzyku wprowadzania ograniczenia w generacji mocy czynnej. Informacja przekazana dzień wcześniej pozwoli służbom odpowiadającym za ruch oraz eksploatację jednostki wytwórczej stosownie przygotować się do realizacji potencjalnego ograniczenia. Dodatkowo należy podkreślić, że OSP jest przedsiębiorstwem regulowanym i w pierwszej kolejności musi wykorzystywać do

				rozwiązywania problemów technicznych w procesie bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami tańsze środki. W związku z powyższym wprowadzanie ograniczeń w generacji mocy na jednostkach wytwórczych powinno odbywać się w pełnym zakresie mocy czynnej. Należy również podkreślić, że przepis art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne odnoszący się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSP winien być spójny z dodawanym niniejszą ustawą przepisem art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne odnoszącym się do możliwości wyłączenia jednostki wytwórczej na polecenie OSD. Oba przepisy powinny jednolicie odnosić się do możliwości redysponowania jednostkami wytwórczymi, niezależnie czy polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej jest wydawane przez OSP czy przez OSD.

532.	Art. 1 pkt 12 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9c ust. 7l- 7n ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja obejmuje dodanie przepisów dotyczących aspektów podatkowych (ust. 7l) wypłacanej rekompensaty oraz terminu zawitego na zgłoszenie żądania wypłaty rekompensaty. Taki termin zawity jest już zawarty w art. 11 e ust. 10 i proponuję się przyjęcie analogicznego rozwiązania do zgłoszeń żądania rekompensaty finansowej. Propozycja brzmienia przepisów: 7l. Operator systemu elektroenergetycznego, za pośrednictwem, którego przekazywane jest polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, wypłaca rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, zgodnie z art. 9c ust. 7g działając w imieniu własnym, lecz na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego wydającego polecenie. 7m. Żądanie wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, wraz z danymi stanowiącymi podstawę ustalenia wysokości tej rekompensaty zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, należy zgłosić właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego przed upływem 180 dni od końca miesiąca kalendarzowego, w którym było wykonane polecenie tego operatora skutkujące obowiązkiem wypłaty powołanej rekompensaty. Po upływie tego terminu powołane roszczenie wygasa. 7n. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie, o którym mowa w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, do dnia 1 marca każdego roku.	Uwaga uwzględniona.
533.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 9d ust. 1e pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponuje się usunięcie przekreślonego fragmentu jako nadmiarowego doszczegółowienia, gdyż ten fragment zawiera się w całości przepisu. <i>4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o których mowa art. 16 ust. 1 pkt 7, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.</i>	Uwaga nieuwzględniona Celem przepisu jest uniknięcie wątpliwości interpretacyjnych i ograniczenia możliwości podejmowania decyzji przez organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wobec operatora systemu dystrybucyjnego także odnośnie budowy sieci lub jej modernizacji, przy

				zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa URE.
534.	Art. 1 pkt 13 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 9d ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	W związku z zawartą w projekcie zmianą art. 9d ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne, polegającą na dopuszczeniu wykonywania działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przez operatora systemu magazynowania, zasadnym wydaje się wprowadzenie analogicznej zmiany do art. 9d ust. 1d tej ustawy odnoszącego się do działalności operatora systemu dystrybucyjnego. Obecnie operatorzy systemów dystrybucyjnych, w związku z uwarunkowaniami rozwoju sieci dystrybucyjnej, wykonują działalność w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w związku z koniecznością zasilania wyspowych obszarów sieci dystrybucyjnej, która nie jest połączona z Krajowym Systemem Gazowniczym.	Uwaga uwzględniona.
535.	Art. 1 pkt 13 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 9d ust. 1f ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zmiana redakcyjna. Wyrazy: „pod względem formy prawnej i organizacyjnej” należy zamieścić za wyrazami: „pozostaje niezależny” („...pozostaje niezależny pod względem formy prawnej i organizacyjnej od innych działalności ...”).	Uwaga nieuwzględniona Treść ustępu zawiera w sobie stwierdzenie „pozostaje niezależny”
536.	Art. 1 pkt 13 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 1ha w art. 9d ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zakresem regulacji projektowanej w art. 9d ust. 1ha ustawy – Prawo energetyczne proponuje się objąć także operatora systemu magazynowania (OSM), który faktycznie ma największe możliwości wykorzystania energii potencjalnej gazu (redukcja ciśnienia w czasie odbioru gazu z magazynu). Przykładem jest turboekspander zainstalowany w obrębie instalacji magazynowej PMG Wierzchowice o mocy 8 MW. Takie urządzenie nie może zostać wydzielone z instalacji magazynowej (fizycznie i funkcjonalnie) i podlega w całości swojej pracy decyzjom podmiotu realizującego zadania OSM. Ponadto niezrozumiałe jest wykluczenie tylko tego operatora z możliwości prowadzenia działalności mającej na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych.	Uwaga uwzględniona.
537.	Art. 1 pkt 13 lit. c projektu ustawy	PGNiG	Zrównanie uprawnień operatora systemu magazynowania z uprawnieniami innych operatorów <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 9d ust. 1ha Prawa Energetycznego	Uwaga uwzględniona.

	w zakresie dodawanego art. 9d ust. 1ha ustawy - Prawo energetyczne		„1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych” <u>Uzasadnienie:</u> Projekt ustawy w art. 9d Prawa Energetycznego zakłada zmianę w ust. 1f, która wprowadza możliwość prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Dlatego też w naszej ocenie, w dodanym art. 9d ust. 1ha Prawa Energetycznego, który dopuszcza możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu, konsekwentnie powinien zostać uwzględniony (wymieniony wprost) także operator systemu magazynowania.	
538.	Art. 1 pkt 13 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9d ust. 1ha ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Projekt ustawy w art. 9d Prawa Energetycznego zakłada zmianę w ust. 1f, która wprowadza możliwość prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Dlatego też w naszej ocenie, w dodanym art. 9d ust. 1ha Prawa Energetycznego, który dopuszcza możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu, konsekwentnie powinien zostać uwzględniony (wymieniony wprost) także operator systemu magazynowania. Art. 1 pkt 13 c) po ust. 1h dodaje się art. 1ha w brzmieniu: „1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu	Uwaga uwzględniona.

			<i>magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych</i>	
539.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9d ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Proponowana zmiana przewiduje dodanie do katalogu usług świadczonych przez OSP gazowego usługi polegającej na sprężaniu lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego. W ocenie PSG wyodrębnienie tej usługi nie jest uzasadnione i prowadzić będzie do nakładania zdublowanych obciążeń na użytkowników systemu gazowego, w szczególności na OSD przyłączonych do sieci przesyłowej. Efektem tego będzie przeniesienie tych kosztów na wszystkich odbiorców końcowych korzystających z systemów dystrybucyjnych, w tym również odbiorców w gospodarstwach domowych Wskazać dodatkowo należy, iż wprowadzając tą zmianę nie określono też jasno kryteriów, kiedy OSP ma obowiązek zapewnienia odpowiednich parametrów ciśnienia paliw gazowego, a kiedy może pobierać dodatkowe opłaty za podniesienie bądź redukcję ciśnienia gazu. Czynności związane ze sprężaniem lub redukcją ciśnienia są nieodłączną częścią świadczenia usług przesyłania paliw gazowych. Są one uwzględnione w kalkulacji taryfy za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych. OSP ma zatem zapewniony zwrot ponoszonych kosztów prowadzenia ruchu sieci gazowej w swojej Taryfie. Dostosowanie parametrów ciśnienia do sytuacji hydraulicznej systemu przy uwzględnieniu współpracujących systemów dystrybucyjnych powinno być realizowane bez dodatkowych opłat. Podkreślić też należy, że operatorzy systemów współpracujących zobowiązani są do współpracy i koordynacji działań rozwojowych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania całego rynku gazu zarówno na poziomie systemu przesyłowego i sieci dystrybucyjnych. Wykreślić proponowany art. 9d ust. 2a.	Uwaga nieuwzględniona Sprężanie oraz redukcja ciśnienia przez OSP niejednokrotnie wymaga poniesienia przez spółkę dodatkowych kosztów. Koszty te powinny być ponoszone przede wszystkim podmioty będące odbiorcami tego rodzaju usług.
540.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9d ust. 2a ustawy -	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowany art. 9d ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne należy dostosować do siatki pojęciowej kodeksów sieciowych – operator systemu gazowego może świadczyć usługi przesyłowe i nie przesyłowe. Sprężanie i redukcja ciśnienia należą do jednej z tych kategorii.	Uwaga nieuwzględniona. Sprężanie oraz redukcja ciśnienia przez OSP niejednokrotnie wymaga poniesienia przez spółkę

	Prawo energetyczne			dodatkowych kosztów. Koszty te powinny być ponoszone przede wszystkim podmioty będące odbiorcami tego rodzaju usług.
541.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9d ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Usługa sprężania lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego <u>Propozycja:</u> Usunięcie art. 9d ust. 2a <i>„2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może świadczyć usługi sprężania lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego dla punktów wejścia ze źródeł krajowych paliwa gazowego.”</i> <u>Uzasadnienie:</u> Proponowana zmiana przewiduje dodanie do katalogu usług świadczonych przez operatora systemu przesyłowego gazowego usługi polegającej na sprężaniu lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego. Wyodrębnienie tej usługi o charakterze uniwersalnym nie jest uzasadnione i prowadzić będzie do nakładania zdublowanych obciążeń na użytkowników systemu gazowego, w szczególności na operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowej. Efektem wprowadzenia niniejszej usługi będzie przeniesienie tych kosztów na wszystkich odbiorców końcowych korzystających z systemów dystrybucyjnych, w tym również odbiorców w gospodarstwach domowych Wskazać dodatkowo należy, iż wprowadzając tę zmianę nie określono też jasno kryteriów, kiedy operator systemu przesyłowego ma obowiązek zapewnienia odpowiednich parametrów ciśnienia paliw gazowego, a kiedy może pobierać dodatkowe opłaty za podniesienie bądź redukcję ciśnienia gazu. Czynności związane ze sprężaniem lub redukcją ciśnienia są nieodłączną częścią świadczenia usług przesyłania paliw gazowych. Są one uwzględnione w kalkulacji taryfy za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych. Operator systemu przesyłowego ma zatem zapewniony zwrot ponoszonych kosztów prowadzenia ruchu sieci gazowej w swojej taryfie. Dostosowanie parametrów ciśnienia do sytuacji hydraulicznej systemu przy uwzględnieniu współpracujących systemów dystrybucyjnych powinno być realizowane bez dodatkowych opłat. Podkreślić też należy, że operatorzy systemów współpracujących zobowiązani są do współpracy i koordynacji działań rozwojowych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania całego rynku gazu zarówno na poziomie systemu przesyłowego i sieci dystrybucyjnych.	Uwaga nieuwzględniona Sprężanie oraz redukcja ciśnienia przez OSP niejednokrotnie wymaga poniesienia przez spółkę dodatkowych kosztów. Koszty te powinny być ponoszone przede wszystkim podmioty będące odbiorcami tego rodzaju usług.

542.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9d ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Propozycja przepisu: Art. 1 pkt 13 d) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: <i>„2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może świadczyć usługi sprężania lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego dla punktów wejścia ze źródeł krajowych paliwa gazowego.”</i> Uzasadnienie: Proponowana zmiana przewiduje dodanie do katalogu usług świadczonych przez operatora systemu przesyłowego gazowego usługi polegającej na sprężaniu lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego. Wyodrębnienie tej usługi o charakterze uniwersalnym nie jest uzasadnione i prowadzić będzie do nakładania zdublowanych obciążeń na użytkowników systemu gazowego, w szczególności na operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci przesyłowej. Efektem wprowadzenia niniejszej usługi będzie przeniesienie tych kosztów na wszystkich odbiorców końcowych korzystających z systemów dystrybucyjnych, w tym również odbiorców w gospodarstwach domowych Wskazać dodatkowo należy, iż wprowadzając tę zmianę nie określono też jasno kryteriów, kiedy operator systemu przesyłowego ma obowiązek zapewnienia odpowiednich parametrów ciśnienia paliw gazowego, a kiedy może pobierać dodatkowe opłaty za podniesienie bądź redukcję ciśnienia gazu. Czynności związane ze sprężaniem lub redukcją ciśnienia są nieodłączną częścią świadczenia usług przesyłania paliw gazowych. Są one uwzględnione w kalkulacji taryfy za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych. Operator systemu przesyłowego ma zatem zapewniony zwrot ponoszonych kosztów prowadzenia ruchu sieci gazowej w swojej taryfie. Dostosowanie parametrów ciśnienia do sytuacji hydraulicznej systemu przy uwzględnieniu współpracujących systemów dystrybucyjnych powinno być realizowane bez dodatkowych opłat. Podkreślić też należy, że operatorzy systemów współpracujących zobowiązani są do współpracy i koordynacji działań rozwojowych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania całego rynku gazu zarówno na poziomie systemu przesyłowego i sieci dystrybucyjnych.	Uwaga nieuwzględniona Sprężanie oraz redukcja ciśnienia przez OSP niejednokrotnie wymaga poniesienia przez spółkę dodatkowych kosztów. Koszty te powinny być ponoszone przede wszystkim podmioty będące odbiorcami tego rodzaju usług.
543.	Art. 1 pkt 14 lit. a tiret pierwszy projektu	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 2b, który dotyczy wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	ustawy w zakresie art. 9g ust. 4 pkt 2b ustawy - Prawo energetyczne		Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów z pkt. 2b i 2c na ust. 2c i 2d.	
544.	Art. 1 pkt 14 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie art. 9g ust. 4 pkt 2b ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 2b, który dotyczy wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
45.	Art. 1 pkt 14 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie art. 9g ust. 4 pkt 2b ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 2b, który dotyczy wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
46.	Art. 1 pkt 14 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9g ust. 4b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W art. 9g ustawy - Prawo energetyczne dodawanemu ust. 4b proponuje się nadać nowe brzmienie związane z propozycją dodania tej ustawie nowego przepisu art. 9c ust. 3b: 4b. Pozyskując usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, o których mowa w ust. 4a, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opiera się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedurach rynkowych, z uwzględnieniem art. 9c ust. 3b.	Uwaga uwzględniona.
547.	Art. 1 pkt 14 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanych	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 5c-5d, który dotyczy wymagań instrukcji w kontekście uruchomienia CSIRE oraz wprowadzenia istotnych postanowień odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami jako części instrukcji.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	w art. 9g ust. 5c – 5d ustawy - Prawo energetyczne		Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów z ust. 5c-5d na ust. 5e-5f.	
548.	Art. 1 pkt 14 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanych w art. 9g ust. 5c – 5d ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 5c-5d, który dotyczy instrukcji w kontekście uruchomienia CSIRE oraz wprowadzenia istotnych postanowień odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami jako części instrukcji. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
549.	Art. 1 pkt 14 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanych w art. 9g ust. 5c – 5d ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowy zapis w art. 9g ust. 5c-5d, który dotyczy instrukcji w kontekście uruchomienia CSIRE oraz wprowadzenia istotnych postanowień odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami jako części instrukcji. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
550.	Art. 1 pkt 14 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 9g ust. 5d ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponujemy nie ograniczanie tego zapisu do usług systemowych. Wtedy ten przepis i odwołania do niego obejmą też usługi elastyczności co dla OSD wydaje się niezbędne. Proponuje się wykreślenie: <i>5d. Pozyskując usługi systemowe ~~niedotyczące częstotliwości~~, o których mowa w ust. 5c, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego opiera się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedurach rynkowych.</i>	Uwaga uwzględniona.
551.	Art. 1 pkt 14 lit. c projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 9g ust.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W art. 9g ustawy - Prawo energetyczne dodawanemu ust. 5d proponuje się nadać nowe brzmienie związane z propozycją dodania w tej ustawie nowego przepisu art. 9c ust. 3b: 5d. Pozyskując usługi systemowe ~~niedotyczące częstotliwości~~ , o których mowa w ust. 5c, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego opiera się na	Uwaga częściowo uwzględniona. Ust. 5d został zmieniony zgodnie z wcześniejszą propozycją.

	5d ustawy - Prawo energetyczne		przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedurach rynkowych, z uwzględnieniem art. 9c ust. 3b.	
552.	Art. 1 pkt 14 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 9g ust. 6 zdanie wprowadzające ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Ze względu na opracowany przez OSPe na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.Urz.UE L 312/6 z 28 listopada 2017 r.) dokument Warunki Dotyczące Bilansowania nie ma potrzeby utrzymywania wydzielonej części instrukcji dotyczącej bilansowania. W przypadku OSP gazowego zmiana przepisu, w proponowanym brzmieniu pozostaje neutralna ze względu na brak analogicznych do OSPe wymogów nakładanych poprzez regulacje unijne. Propozycja brzmienia przepisu: 6. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego powinna także zawierać postanowienia dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określające:	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.
553.	Art. 1 pkt 14 lit. d projektu ustawy w zakresie dodawanego w art. 9g ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Propozycja zakłada wyłączenie z instrukcji opracowywanej przez operatora systemu przesyłowego z części dot. bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi materii uregulowanej w warunkach dotyczących bilansowania (art. 18 rozporządzenia 2017/2195) oraz zasadach rozliczania niezbilansowania oraz rozliczania zakontraktowanych rezerw mocy i energii bilansującej, które mają zastosowanie do okresów rozliczania niezbilansowania, w trakcie których zawieszone zostały działania rynkowe (art. 39 rozporządzenia 2017/2196). Z proponowanej treści przepisu odczytać można, że warunki bilansowania to metoda przyjęta na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195 i art. 39 ust. 1 rozporządzenia 2017/2196, podczas gdy artykuły te regulują dwie różne, mogące funkcjonować niezależne od siebie metody. Proponuje się następujące brzmienie końcowej części wspólnej projektowanego art. 9g ust. 6 po myślniku: „– w zakresie nieprzypisanym warunkom dotyczącym bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 oraz zasadom, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54).”.	Uwaga uwzględniona.
554.	Art. 1 pkt 14 lit. d projektu ustawy w zakresie	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Umowy przysyłania energii elektrycznej nie są zgłaszane do OSPe. Propozycja zmiany:	Uwaga uwzględniona.

	dodawanego w art. 9g ust. 6 pkt 2 lit. b ustawy - Prawo energetyczne		b) zgłaszania do operatora systemu przesyłowego gazowego umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych,	
555.	Art. 1 pkt 14 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9g ust. 7b ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Uzupełnienie obecnego brzmienia o dostawców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej jest zgodne z obecną praktyką nabywania usług systemowych stosowaną przez OSP w zakresie chociażby usługi systemowej blackstartu. Propozycja zmiany: Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.	Uwaga uwzględniona.
556.	Art. 1 pkt 14 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9g ust. 7b ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Uzupełnienie obecnego brzmienia o dostawców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej jest zgodne z obecną praktyką nabywania usług systemowych stosowaną przez OSP w zakresie chociażby usługi systemowej blackstartu. Propozycja zmiany: Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nabywa usługi systemowe niedotyczące częstotliwości od dostawców tych usług przyłączonych do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.	Uwaga uwzględniona.
557.	Art. 1 pkt 14 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9g ust. 10b ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	1. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe treści zapisów w art. 9g ust. 9-11 i pkt 10a został usunięty. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu z ust. 10b na ust. 10a. 2. Rozdział 2c Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza rozdział 2c „Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego” oraz nowe treści zapisów w art. 11t – 11zh. Proponujemy wprowadzenie innego numeru rozdziału i zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów z ust. 11t – 11zh na inne.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy
558.	Art. 1 pkt 14 lit. f projektu ustawy w	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza rozdział 2c „Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego” oraz nowe treści zapisów w art. 11t – 11zh. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona.

	zakresie dodawanego art. 9g ust. 10b ustawy - Prawo energetyczne			Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy
559.	Art. 1 pkt 14 lit. f projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 9g ust. 10b ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza rozdział 2c „Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego” oraz nowe treści zapisów w art. 11t – 11zh. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy
560.	Art. 1 pkt 17 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 11d ust. 1 pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Projektowany przepis art. 11d ust. 1 pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne odnosi się do jednostek wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej. W związku z tym konieczne jest uzupełnienie adresatów polecenia o podmiot posiadający magazyn energii elektrycznej. Propozycja zmian: 1) wydaje wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do sieci przesyłowej lub jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV;	Uwaga uwzględniona
561.	Art. 1 pkt 18 projektu ustawy w zakresie art. 11f zdanie wstępne ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przywołanie całego art. 16 rozporządzenia 2019/943 jest odwołaniem zbyt szerokim. Proponuje się odwołanie wyłącznie do przepisu, który dotyczy sytuacji awaryjnych, tj. do art. 16 ust. 2. Pozostałe przepisy w tym artykule regulują sytuacje niezwiązane z ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Propozycja zmian: Art. 11f. Zapewnia się, aby ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w art. 11, lub działania i środki, o których mowa w art. 11c i art. 11d oraz w art. 16 ust. 2 rozporządzenia 2019/943:	Uwaga uwzględniona
562.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Postanowienia projektu w obszarze OSE powinny również uwzględniać rolę samorządów lokalnych w tworzeniu takich społeczności. W szczególności należy rozważyć uwzględnienie OSE w opracowywanym przez samorządy lokalnym planowaniu energetycznym. W funkcjonowaniu OSE rolę do odegrania mają	Uwaga nieuwzględniona

	dodawanego rozdziału 2c ustawy – Prawo energetyczne		również przedsiębiorstwa energetyczne i dobrze by było, gdyby ich rozwój znalazł odzwierciedlenie w planach rozwoju przedsiębiorstw.	Nie można zmusić samorządów lokalnych do udziału w ose. Dyrektywa zakłada, że do ose może należeć każdy podmiot na zasadach dobrowolności, dlatego też projekt nie ogranicza podmiotów w tworzeniu. Jest to jednym z celów powołania ose.
563.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego rozdziału 2c ustawy – Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Spójność transpozycji Dyrektywy 2019/944 oraz Dyrektywy 2018/2001 w zakresie dotyczącym społeczności energetycznych oraz usunięcie warunków koniecznych stawianych spółdzielniom energetycznym. Transpozycja Dyrektywy 2019/944 oraz Dyrektywy 2018/2001 w zakresie dotyczącym obywatelskich społeczności energetycznych i społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej powinna wykazywać się możliwie daleko idącą spójnością pomiędzy powyższymi dwiema koncepcjami i sposobem ich funkcjonowania. Jednocześnie kraje członkowskie powinny wprowadzić regulacje w sposób priorytetowy, traktujące rozwój społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej z Dyrektywy 2018/2001 poprzez zapewnienie odpowiednich regulacji oraz mechanizmów wsparcia ich rozwoju. W ocenie Fundacji dla zachowania spójności pomiędzy powyższymi koncepcjami oraz obowiązek ułatwienia funkcjonowania społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej, projektodawca powinien usunąć warunki konieczne do spełnienia przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wskazane w art. 38e ww. ustawy. Ponadto Projekt nowelizacji powinien zostać uzupełniony o przepisy umożliwiające obywatelskim społecznościom energetycznym korzystanie ze zwolnień i ulg przysługujących spółdzielniom energetycznym zgodnie z art. 38c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.	Uwaga uwzględniona kierunkowo W ocenie MKiŚ możliwe i celowe jest połączenie w jedną jednostkę organizacyjną społeczności energetycznych z dyrektywy rynkowej oraz dyrektywy RED II. Zapobiegnie to równoległemu funkcjonowaniu zbliżonych do siebie form organizacyjnych.
564.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego	Energa S.A.	Niezgodność z oznaczeniem rozdziału 2c względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP e dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.).	Uwaga uwzględniona.

	rozdziału 2c ustawy – Prawo energetyczne		Propozycja: zmiana numeracji rozdziału.	Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy.
565.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego rozdziału 2c i 2d ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Uwaga: ust 20 w projekcie ustawy wprowadza nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i ust. wprowadzone w nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne z 15 kwietnia 2021 nie usuwając ich (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii) Należy odpowiednio dostosować numerację rozdziałów 2c i 2d.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy.
566.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego rozdziału 2c i 2d ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Uwaga: ust 20 w projekcie ustawy wprowadza nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i ust. wprowadzone w nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne z 15 kwietnia 2021 nie usuwając ich (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii) Należy odpowiednio dostosować numerację rozdziałów 2c i 2d.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy.
567.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego rozdziału 2d ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Niezgodność z oznaczeniem rozdziału 2d względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP e dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.) Propozycja: zmiana numeracji rozdziału.	Uwaga uwzględniona. Wprowadzono zmianę numeracji w projekcie ustawy.
568.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11t	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy zastosować podejście systemowe do energetyki obywatelskiej i nie powielać bardzo podobnych rozwiązań. Projektowanie szczegółowych rozwiązań dla różnych form energetyki rozproszonej powinno być poprzedzone stworzeniem spójnej państwowej strategii, wpisującej tego rodzaju inicjatywy w strukturę całego systemu elektroenergetycznego, ze wszystkimi jego uczestnikami i przypisanymi im rolami oraz skoordynowania jej z prawem Unii Europejskiej.	Uwaga nieuwzględniona OSE jest podmiotem nowego rodzaju jednak sama dyrektywa w

	ustawy - Prawo energetyczne		Porównanie spółdzielni energetycznych, klastrów energii oraz zamkniętych systemów dystrybucyjnych do społeczności energetycznych wskazuje na konieczność ujednolicenia, albo wyraźnego rozróżnienia funkcji, które mają spełniać poszczególne inicjatywy. Motyw 46 dyrektywy 2019/944 wskazuje, społeczności energetyczne są podmiotem nowego rodzaju, więc tworzenie nowej nazwy dla konstrukcji prawnych, które już są uregulowane w prawie (spółdzielnia, stowarzyszenie, spółka osobowa) jest niezasadne.	motywie 44 wskazuje przykładowe formy prawne jakie może przyjąć, są to m.in. stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki osobowe, organizacje nienastawione na zysk. Projektodawca tworząc przepisy w tym zakresie postanowił dać luz decyzyjny co do wyboru formy prawnej wskazując te, które wymienia dyrektywa.
569.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11t ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponujemy zastosować podejście systemowe do energetyki obywatelskiej i nie powielać bardzo podobnych rozwiązań. Projektowanie szczegółowych rozwiązań dla różnych form energetyki rozproszonej powinno być poprzedzone stworzeniem spójnej państwowej strategii, wpisującej tego rodzaju inicjatywy w strukturę całego systemu elektroenergetycznego, ze wszystkimi jego uczestnikami i przypisanymi im rolami oraz skoordynowania jej z prawem Unii Europejskiej. Porównanie spółdzielni energetycznych, klastrów energii oraz zamkniętych systemów dystrybucyjnych do społeczności energetycznych wskazuje na konieczność ujednolicenia, albo wyraźnego rozróżnienia funkcji, które mają spełniać poszczególne inicjatywy. Motyw 46 dyrektywy 2019/944 wskazuje, społeczności energetyczne są podmiotem nowego rodzaju, więc tworzenie nowej nazwy dla konstrukcji prawnych, które już są uregulowane w prawie (spółdzielnia, stowarzyszenie, spółka osobowa) jest niezasadne.	Uwaga nieuwzględniona OSE jest podmiotem nowego rodzaju jednak sama dyrektywa w motywie 44 wskazuje przykładowe formy prawne jakie może przyjąć, są to m.in. stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki osobowe, organizacje nienastawione na zysk. Projektodawca tworząc przepisy w tym zakresie postanowił dać luz decyzyjny co do wyboru formy prawnej wskazując te, które wymienia dyrektywa.
570.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w	Tyski Klaster Energii	Art. 11u. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność wyłącznie w formie:	Uwaga nieuwzględniona

	zakresie dodawanego art. 11u ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne		1) spółdzielni w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. –Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648); 2) stowarzyszenia w rozumieniu ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. –Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2020 r. poz. 2261), z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego albo 3) spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej albo spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w rozumieniu ustawy z dnia 15 września 2000 r. –Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 i 2320). 4) klastra energii w rozumieniu ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. – ustawa o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)	Zgodnie z dyrektywą ose musi posiadać zdolność prawną. Klaster energii jest umową cywilnoprawną, a zdolność prawną musi posiadać koordynator. Na tej podstawie nie można uznać go za formę na podstawie której ose może funkcjonować.
571.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11u ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Wskazuje się dopuszczalne formy prawne dla działalności obywatelskich społeczności energetycznych (dalej OSE) – spółdzielnię, stowarzyszenie, spółkę osobową lub spółkę z o.o. Należy zauważyć, że nie wszystkie te formy prawne umożliwiają działanie na zasadach właściwych dla OSE – problemem może być m.in. prowadzenie działalności nie dla zysku lub zapewnienie równych praw wszystkim członkom społeczności.	Uwaga uwzględniona. Usunięto spółkę z o.o.
572.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11u ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja Frank Bold	Projektowany zapis art. 11u ust. 1 prawa energetycznego bezpodstawnie ogranicza formy prawne działania obywatelskiej społeczności energetycznej do spółdzielni, stowarzyszenia, spółki osobowej (z wyłączeniem partnerskiej) lub spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Ustalenie takiego zamkniętego katalogu nie znajduje uzasadnienia w specyfice ww. form prawnych ani w treści implementowanej dyrektywy 2019/944. Również w uzasadnieniu projektu brak jest informacji o tym co kierowało ustawodawcą w ustaleniu takiego właśnie katalogu. Składająca uwagi wskazuje, że umożliwienie obywatelom szerokiej dostępności do energetyki obywatelskiej jest jednym z najważniejszych celów dyrektywy 2019/944 i powinno być realizowane w sposób otwarty i transparentny, a implementowane ramy prawne nie powinny ograniczać form działania społeczności energetycznych bez istotnych przyczyn wynikających ze specyfiki działalności w zakresie energetyki bądź uwarunkowań prawnych kraju. Jak wskazano w motywie 43 dyrektywy 2019/944 „Energetyka obywatelska może również przyczynić się do zwiększenia efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych oraz pomóc w zwalczaniu ubóstwa energetycznego przez zmniejszenie zużycia i obniżenie cen dostaw. Energetyka obywatelska umożliwia także uczestniczenie w rynkach energii elektrycznej pewnym grupom odbiorców będących gospodarstwami domowymi, które w przeciwnym razie nie mogłyby skorzystać z takiej możliwości. Inicjatywy tego typu, które zrealizowano z	Uwaga nieuwzględniona OSE jest podmiotem nowego rodzaju, który musi posiadać zdolność prawną jednak sama dyrektywa w motywie 44 wskazuje przykładowe formy prawne jakie może przyjąć, są to m.in. stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki osobowe, organizacje nienastawione na zysk. Projektodawca tworząc przepisy w tym zakresie postanowił dać luz decyzyjny co do wyboru formy prawnej

			sukcesem, przyniosły danym społecznościom korzyści ekonomiczne, społeczne oraz środowiskowe wykraczające poza same zyski osiągnięte dzięki świadczeniu usług energetycznych. Celem niniejszej dyrektywy jest uznanie niektórych kategorii obywatelskich inicjatyw w zakresie energii podejmowanych na poziomie Unii za „obywatelskie społeczności energetyczne”, w celu zapewnienia im korzystnych ram działania, sprawiedliwego traktowania, równych szans oraz precyzyjnie określonego zestawu praw i obowiązków.”. Składająca uwagi podnosi, że realizacja tych celów nie powinna być ograniczana arbitralnym ustaleniem kilku wybranych form prawnych, w których społeczność energetyczna może działać, a zamiast tego ograniczenia powinny opierać się na konieczności spełnienia określonych w przepisach wymogach organizacyjnych. Art. 11u. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność w formie organizacyjnej zapewniającej, że podmiot ten, działając we własnym imieniu może wykonywać prawa i podlegać obowiązkom.	wskazując te, które wymienia dyrektywa.
573.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11u ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością nie jest spółką osobową. Wnioskujemy o wykreślenie wyrazów „albo spółki z ograniczoną odpowiedzialnością”. <i>Winno być:</i> <i>„Art. 11u. 1. Obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność wyłącznie w formie:</i> <i>1) spółdzielni w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648);</i> <i>2) stowarzyszenia w rozumieniu ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2020 r. poz. 2261), z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego albo</i> <i>3) spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej albo spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w rozumieniu ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 i 2320).”.</i>	Uwaga uwzględniona.
574.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11u ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Swoboda wyboru formy prawnej obywatelskiej społeczności energetycznej Dyrektywa 2019/944 w motywie 46 wskazuje, że z uwagi na cel działalności, strukturę członkostwa oraz wymagania dotyczące zarządzania, obywatelskie społeczności energetyczne stanowią podmiot nowego rodzaju. Jednocześnie Dyrektywa 2019/944 pozostawia państwom członkowskim swobodę wyboru formy prawnej obywatelskich społeczności energetycznych pod warunkiem, że podmiot ten, działając we własnym imieniu, może wykonywać prawa i podlegać obowiązkom.	Uwaga nieuwzględniona OSE jest podmiotem nowego rodzaju, który musi posiadać zdolność prawną jednak sama dyrektywa w motywie 44 wskazuje przykładowe formy prawne jakie może przyjąć, są to m.in.

			Mając na uwadze powyższe, Fundacja negatywnie ocenia zawarty w art. 11 ust. 1 Projektu nowelizacji zamknięty katalog możliwych form prawnych przewidzianych dla obywatelskiej społeczności energetycznej jako sprzeczny z celem Dyrektywy 2019/944. Jednocześnie Fundacja zwraca uwagę, że wymienione w art. 11 ust. 1 Projektu nowelizacji formy prawne nie odpowiadają wymogom Dyrektywy 2019/944 w zakresie obywatelskich społeczności energetycznych. Mając na uwadze charakter obywatelskiej społeczności energetycznej oraz cel Dyrektywy 2019/944, Fundacja rekomenduje wprowadzenie regulacji zapewniających swobodę wyboru formy prawnej obywatelskiej społeczności energetycznej pod warunkiem, że spełnia ona wymogi wskazane w Dyrektywie 2019/944.	stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki osobowe, organizacje nienastawione na zysk. Projektodawca tworząc przepisy w tym zakresie postanowił dać luz decyzyjny co do wyboru formy prawnej wskazując te, które wymienia dyrektywa
575.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11u ust. 2 ustawy Prawo energetyczne	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Wskazuje się, że uprawnienia kontrolne i decyzyjne w OSE przysługiwać mają gospodarstwom domowym, JST oraz mikro/małym i średnim przedsiębiorcom. Jak miałyby zatem wyglądać sytuacja, jeśli członkiem OSE byłby także inny podmiot, np. większe przedsiębiorstwo? Czy wówczas trzeba by było ograniczyć uprawnienia takiego podmiotu i jak można to pogodzić z proponowanymi formami prawnymi dla OSE, takimi jak np. spółdzielnia?	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z dyrektywą 2019/944 członkami ose mogą być wszyscy, w zakresie uprawnień kontrolnych i decyzyjnych wylicza enumeratywnie podmioty, którym będąc jej członkami mogą przysługiwać te uprawnienia
576.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Zgodnie z definicją „obywatelskiej społeczności energetycznej” (projektowany Art. 1 pkt 2 j), członkiem społeczności może być każdy podmiot, nie tylko wymieniony w art. 11x. „odbiorca” Propozycja zmian: <i>11x. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub współników tej społeczności zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub współnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora</i>	Uwaga uwzględniona

577.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zgodnie z definicją „obywatelska społeczność energetyczna”, członkiem społeczności może być każdy podmiot, nie tylko wymieniony w art. 11x. „odbiorca”. Propozycja zmian: Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora.	Uwaga uwzględniona
578.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zgodnie z definicją „obywatelska społeczność energetyczna”, członkiem społeczności może być każdy podmiot, nie tylko wymieniony w art. 11x. „odbiorca”. Propozycja zmian: Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone instalacje należące do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora.	Uwaga uwzględniona
579.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Rezygnacja z ograniczeń geograficznych funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych. Należy negatywnie ocenić wprowadzenie ograniczenia lokalizacyjnego funkcjonowania obywatelskiej społeczności energetycznej do obszaru działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora. Dyrektywa 2019/944 nie zawiera kryterium lokalizacyjnego w stosunku do obywatelskich społeczności energetycznych, dlatego w opinii Fundacji należy zrezygnować z wprowadzenia ograniczeń zawartych w art.11x projektowanej ustawy. Projektowany przepis p1 1x ust. 1 powinien zostać usunięty.	Uwaga nieuwzględniona Ograniczenie możliwości funkcjonowania ose do terenu osd pozostawiono ze względu na przyłączenia i rozliczenia (w projekcie ustawy, w ślad za klastrami energii i spółdzielniami energetycznymi, ograniczono obszar funkcjonowania OSE do terenu OSD, z którym OSE jest zobowiązana podpisać umowę o

				świadczenie usług dystrybucyjnych. Należy mieć na uwadze, że OSE mają mieć charakter lokalny, a ograniczenie do obszaru jednego OSD jest zasadne z uwagi na prostotę rozliczeń. Brak takiego ograniczenia będzie skutkować tym, że rozliczenie takich członków OSE będzie problematyczne, a może i nieprawidłowe.
580.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 1 i ust. 3 ustawy Prawo energetyczne	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Nie jest zasadne ograniczenie działalności OSE do obszaru jednego OSD oraz uniemożliwienie im działalności transgranicznej. Przykłady europejskie pokazują, iż społeczności energetyczne funkcjonują z powodzeniem na obszarach przekraczających powyższe ograniczenia terytorialne.	Uwaga nieuwzględniona Ograniczenie możliwości funkcjonowania ose do terenu osd pozostawiono ze względu na przyłączeni I rozliczenia (w projekcie ustawy, w ślad za klastrami energii i spółdzielniami energetycznymi, ograniczono obszar funkcjonowania OSE do terenu OSD, z którym OSE jest zobowiązana podpisać umowę o świadczenie usług dystrybucyjnych. Należy mieć na uwadze, że OSE mają mieć charakter lokalny, a

				ograniczenie do obszaru jednego OSD jest zasadne z uwagi na prostotę rozliczeń. Brak takiego ograniczenia będzie skutkować tym, że rozliczenie takich członków OSE będzie problematyczne, a może i nieprawidłowe.
581.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Komentarz podobnie j.w. Ponadto proponujemy ograniczenie działania obywatelskich społeczności energetycznych do sieci nN i SN. Wydaje się również, że połączenie słowa społeczność obywatelska, co wskazuje na jej lokalny charakter, z obszarem działania całego OSD jest niekompatybilne i nadmiernie szerokie. Proponujemy rozważenie wprowadzenia dodatkowego ograniczenia terytorialnego. Propozycja zmian: <i>11x. 2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub współników tej społeczności odbiorców będących członkami, udziałowcami lub współnikami tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym ~~nie wyższym~~ niższym niż 110 kV.</i>	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa rynkowa nie wprowadza ograniczeń terytorialnych dla funkcjonowania ose. MKiŚ zdecydowało się na wprowadzenie ograniczenia do obszaru działania osd, z którym ose będzie mieć podpisaną umowę celem umożliwienia rozliczeń. Określenie napięcia znamionowego jako „nie wyższe niż 110 kV” ma na celu rozwianie wątpliwości interpretacyjnych jakie pojawiają się np. przy klastrach energii w definicji których napięcie znamionowe zostało określone jako „niższe niż 110”V”

582.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zgodnie z definicją obywatelskiej społeczności energetycznej jej członkiem może być każdy podmiot, nie tylko wymieniony w art. 11x „odbiorca”. Propozycja zmian: Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	Uwaga uwzględniona
583.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zgodnie z definicją obywatelskiej społeczności energetycznej jej członkiem może być każdy podmiot, nie tylko wymieniony w art. 11x „odbiorca”. Propozycja zmian: Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	Uwaga uwzględniona
584.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Uwaga jw. Propozycja zmian: <i>Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia instalacji należących do członków, udziałowców lub wspólników tej społeczności odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.</i>	Uwaga uwzględniona
585.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W delegacji do rozporządzenia brakuje określenia wymaganych standardów skuteczności i niezawodności dla pozyskiwania danych pomiarowych. Ze względu na przyjęte zasady, odpowiedzialność za te elementy może zostać rozmyta między różnymi podmiotami co może stanowić duży problem dla uczestników rynku. Proponujemy następujące uzupełnienie art. 11x ust 2 pkt 7) 7) wymagane standardy oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym	Uwaga nieuwzględniona Ustawa – Prawo energetyczne w art. 11x ust. 2 reguluje sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; Wyrażenie standardy nie

				nie wnosi i zostało zakwestionowane przez Rządowe Centrum Legislacji jako niepoprawne sformułowanie. Projekt rozporządzenia wykonawczego przewiduje cały rozdział poświęcony temu zagadnieniu.
586.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W delegacji do rozporządzenia brakuje określenia wymaganych standardów skuteczności i niezawodności dla pozyskiwania danych pomiarowych. Ze względu na przyjęte zasady, odpowiedzialność za te elementy może zostać rozmyta między różnymi podmiotami co może stanowić duży problem dla uczestników rynku. Proponujemy następujące uzupełnienie art. 11x ust 2 pkt 7) 7) wymagane standardy oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym.	Uwaga nieuwzględniona Ustawa – Prawo energetyczne w art. 11x ust. 2 reguluje sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; Wyrażenie standardy nie wnosi i zostało zakwestionowane przez Rządowe Centrum Legislacji jako niepoprawne sformułowanie. Projekt rozporządzenia wykonawczego przewiduje cały rozdział poświęcony temu zagadnieniu.
587.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego	Towarzystwo Obrotu Energią	W delegacji do rozporządzenia brakuje określenia wymaganych standardów skuteczności i niezawodności dla pozyskiwania danych pomiarowych. Ze względu na przyjęte zasady, odpowiedzialność za te elementy może zostać „rozmyta” między różnymi podmiotami co może stanowić duży problem dla uczestników rynku.	Uwaga nieuwzględniona Ustawa – Prawo energetyczne w art. 11x

	art. 11x ust. 2 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne		Proponujemy następujące uzupełnienie art. 11x ust 2 pkt 7) wymagane standardy oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;	ust. 2 reguluje sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; Wyrażenie standardy nie wnosi i zostało zakwestionowane przez Rządowe Centrum Legislacji jako niepoprawne sformułowanie. Projekt rozporządzenia wykonawczego przewiduje cały rozdział poświęcony temu zagadnieniu.
588.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11x ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Umożliwienie transgranicznego funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych. W opinii Fundacji należy negatywnie odnieść się do propozycji regulacji zawartej w art. 11 x ust. 3 Projektu nowelizacji, który wprowadza ograniczenie uniemożliwiające obywatelskiej społeczności energetycznej prowadzenia działalności obejmującej połączenia z innymi państwami. Wprowadzenie powyższego ograniczenia nie zostało wyjaśnione w uzasadnieniu do Projektu nowelizacji. Należy zwrócić uwagę, że uniemożliwienie obywatelskiej społeczności energetycznej uczestnictwa transgranicznego jest sprzeczne z art. 16 ust. 2 Dyrektywy 2019/944. Projektowany przepis jest również sprzeczny z celem ww. Dyrektywy, która dąży do integracji rynku energii, rozwoju transgranicznych sieci i stworzenia jednolitego europejskiego rynku energii w UE. Propozycja przepisu: art. 11 x ust. 3 “Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej może obejmować połączenia z innymi państwami.”	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa 2019/944 pozostawia do decyzji państw członowych kwestię umożliwienia uczestnictwa transgranicznego przez ose. Zgodnie z art. 16 ust. 2 dyrektywy „2. Państwa członkowskie <u>moga przewidzieć</u> (...)”. Transgraniczne funkcjonowanie OSE jest niemożliwe, a co najmniej w praktyce

				mocno utrudnione, mając na uwadze zasady funkcjonowania rynku energii w Polsce, m.in. w zakresie zakupu energii elektrycznej w ramach wymiany transgranicznej oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej wg różnych zasad w Polsce czy w innych krajach UE.
589.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy pw zakresie dodawanego art. 11x ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja Frank Bold	Projektowany przepis Art. 11x ust. 3 prawa energetycznego zakłada, że Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej nie może obejmować połączeń z innymi państwami. Dyrektywa 2019/944 pozostawia co prawda możliwość podjęcia decyzji w tym zakresie państwom członkowskim, jednak ocenić należy, że mając na uwadze jeden z podstawowych celów Dyrektywy 2019/944, jakim jest usunięcie utrzymujących się przeszkód utrudniających zakończenie tworzenia rynku wewnętrznego energii elektrycznej (motyw 8 Dyrektywy 2019/944) krajowe prawodawstwo powinno dążyć do ustalania regulacji umożliwiających możliwie głęboką integrację z innymi państwami członkowskimi i udział we wspólnym rynku energii elektrycznej. Projektodawca nie uzasadnia w żaden sposób decyzji o wprowadzeniu takiego ograniczenia, stwierdzając w uzasadnieniu do projektu jedynie, że Projekt nie przewiduje możliwości uczestnictwa transgranicznego obywatelskich społeczności energetycznych. Mając na uwadze żywotny interes obywatelskich społeczności energetycznych (szczególnie tych zlokalizowanych np. na terenach przygranicznych, bądź potencjalnie mogących być łatwo połączonych odpowiednią infrastrukturą) do dopuszczenia uczestnictwa transgranicznego oraz cele Dyrektywy i innych regulacji unijnych jakim jest budowa wspólnego rynku, z drugiej zaś strony brak wskazania przyczyn do ograniczenia takiej możliwości, Składająca uwagi wnosi o zmianę ww. projektowanego przepisu Art. 11x ust. 3 prawa energetycznego. Art. 11x. 1. Obywatelska społeczność energetyczna prowadzi działalność na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora.	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa 2019/944 pozostawia do decyzji państw członkowych kwestię umożliwienia uczestnictwa transgranicznego przez ose. Zgodnie z art. 16 ust. 2 dyrektywy „2. Państwa członkowskie <u>moga przewidzieć (...)</u>”. Transgraniczne funkcjonowanie OSE jest niemożliwe, a co najmniej w praktyce mocno utrudnione, mając na uwadze zasady funkcjonowania rynku energii w Polsce, m.in. w zakresie zakupu energii elektrycznej w ramach wymiany transgranicznej oraz świadczenie usług dystrybucji energii

			2. Obszar działania obywatelskiej społeczności energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia odbiorców będących członkami, udziałowcami lub współnikami tej społeczności do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. 3. Działalność obywatelskiej społeczności energetycznej może obejmować połączenia z innymi państwami.	elektrycznej wg różnych zasad w Polsce czy w innych krajach UE.
590.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11y ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Zaproponowane przepisy odnoszące się do obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) nie definiują szczegółowo modelu na podstawie którego mają działać obywatelskie społeczności energetyczne. Propozycje nie określają konkretnych relacji pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład szeroko rozumianej społeczności oraz podmiotów z nimi powiązanych. Powyższe może prowadzić do dublowania umów na bazie których funkcjonować mają OSE, w szczególności w zakresie umowy, na podstawie której OSD dostarcza energię elektryczną do członka OSE. Przepis Art. 5 określa zakres zawartości umowy dystrybucyjnej. Obejmuje on m.in. zasady rozliczeń z odbiorcami. Skoro odbiorcy przed przystąpieniem posiadają umowę dystrybucyjną lub usługa dystrybucji jest realizowana na podstawie umowy kompleksowej, to co ma zawierać umowa dystrybucyjna ze społecznością obywatelską? Zwarzywszy, że nie będzie ona określała np. rozliczeń, nie będzie mogła wypełnić zakresu narzuconego art. 5 uPe. Proponujemy zrezygnować z umowy dystrybucyjnej między OSD a społecznością lub nazwać ją inaczej i doprecyzować zakres. Proponuje się zmianę przepisu zgodnie z brzmieniem, jak niżej: <i>Art. 11y. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym obywatelska społeczność energetyczna zamierza współpracować, jest obowiązany do zawarcia z obywatelską społecznością energetyczną umowy regulującej tą współpracę i zawierającą co najmniej sposób o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5, która w szczególności określi zasady:</i> ~~1) świadczenia usług dystrybucji na rzecz obywatelskiej społeczności energetycznej;~~ ~~2) wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych.~~	Uwaga nieuwzględniona Przepis został usunięty z projektu.
591.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Działalność operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny, ma w zdecydowanej większości przypadków charakter subsydiarny wobec podmiotów powiązanych z nim gospodarczo lub kapitałowo, do których dostarcza on energię elektryczną.	Uwaga nieuwzględniona Nie znajduje uzasadnienia wyłączenie

	art. 11y ustawy - Prawo energetyczne		W większości przypadków, podmioty objęte zamkniętym systemem dystrybucyjnym prowadzą działalność przemysłową. Co za tym idzie, podmioty te nie są adresatami przepisów dot. obywatelskiej społeczności energetycznej, które to regulacje dedykowane są podmiotom, prowadzącym działalność na mniejszą skalę, przyłączonym do sieci dystrybucyjnych tzw. operatorów zawodowych. W związku z powyższym, postulujemy zniesienie obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego, który uznano za zamknięty system dystrybucyjny. Jednocześnie, przyjęcie zaproponowanego rozwiązania nie zamknie drogi do powstawania obywatelskich społeczności energetycznych na takich sieciach dystrybucyjnych. Przyłączenie takich podmiotów mogłoby się odbywać na zasadzie dobrowolności zarówno członków społeczności jak i operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Zaproponowane brzmienie art. 11y oznacza się jako ust. 1, po którym dodaje się ust. 2 o następującej treści: <i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1.</i>	zasady TPA wobec obywatelskiej społeczności energetycznej. Takie wyłączenie może zostać zakwestionowane przez Ministra ds. UE. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
592.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11y ustawy - Prawo energetyczne	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Działalność operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny, ma w zdecydowanej większości przypadków charakter subsydiarny wobec podmiotów powiązanych z nim gospodarczo lub kapitałowo, do których dostarcza on energię elektryczną. W większości przypadków, podmioty objęte zamkniętym systemem dystrybucyjnym prowadzą działalność przemysłową. Co za tym idzie, podmioty te nie są adresatami przepisów dot. obywatelskiej społeczności energetycznej, które to regulacje dedykowane są podmiotom, prowadzącym działalność na mniejszą skalę, przyłączonym do sieci dystrybucyjnych tzw. operatorów zawodowych. W związku z powyższym, postulujemy zniesienie obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego, który uznano za zamknięty system dystrybucyjny. Jednocześnie, przyjęcie zaproponowanego rozwiązania nie zamknie drogi do powstawania obywatelskich społeczności energetycznych na takich sieciach dystrybucyjnych. Przyłączenie takich podmiotów mogłoby się odbywać na zasadzie dobrowolności zarówno członków społeczności jak i operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	Uwaga nieuwzględniona Nie znajduje uzasadnienia wyłączenie zasady TPA wobec obywatelskiej społeczności energetycznej. Takie wyłączenie może zostać zakwestionowane przez Ministra ds. UE. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			Zaproponowane brzmienie art. 11y oznacza się jako ust. 1, po którym dodaje się ust. 2 o następującej treści: <i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1.</i>	
593.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 20 projektu ustawy art. 11y ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Działalność operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny, ma w zdecydowanej większości przypadków charakter subsydiarny wobec podmiotów powiązanych z nim gospodarczo lub kapitałowo, do których dostarcza on energię elektryczną. W większości przypadków, podmioty objęte zamkniętym systemem dystrybucyjnym prowadzą działalność przemysłową. Co za tym idzie, podmioty te nie są adresatami przepisów dot. obywatelskiej społeczności energetycznej, które to regulacje dedykowane są podmiotom, prowadzącym działalność na mniejszą skalę, przyłączonym do sieci dystrybucyjnych tzw. operatorów zawodowych. W związku z powyższym, postulujemy zniesienie obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego, który uznano za zamknięty system dystrybucyjny. Jednocześnie, przyjęcie zaproponowanego rozwiązania nie zamknie drogi do powstawania obywatelskich społeczności energetycznych na takich sieciach dystrybucyjnych. Przyłączenie takich podmiotów mogłoby się odbywać na zasadzie dobrowolności zarówno członków społeczności jak i operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Zaproponowane brzmienie art. 11y oznacza się jako ust. 1, po którym dodaje się ust. 2 o następującej treści: <i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1.</i>	Uwaga nieuwzględniona Nie znajduje uzasadnienia wyłączenie zasady TPA wobec obywatelskiej społeczności energetycznej. Takie wyłączenie może zostać zakwestionowane przez Ministra ds. UE. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
594.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 20 projektu ustawy art. 11y ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Działalność operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny, ma w zdecydowanej większości przypadków charakter subsydiarny wobec podmiotów powiązanych z nim gospodarczo lub kapitałowo, do których dostarcza on energię elektryczną. W większości przypadków, podmioty objęte zamkniętym systemem dystrybucyjnym prowadzą działalność przemysłową. Co za tym idzie, podmioty te nie są adresatami przepisów dot. obywatelskiej społeczności energetycznej, które	Uwaga nieuwzględniona Nie znajduje uzasadnienia wyłączenie zasady TPA wobec obywatelskiej społeczności energetycznej. Takie

			to regulacje dedykowane są podmiotom, prowadzącym działalność na mniejszą skalę, przyłączonym do sieci dystrybucyjnych tzw. operatorów zawodowych. W związku z powyższym, postulujemy zniesienie obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego, który uznano za zamknięty system dystrybucyjny. Jednocześnie, przyjęcie zaproponowanego rozwiązania nie zamknie drogi do powstawania obywatelskich społeczności energetycznych na takich sieciach dystrybucyjnych. Przyłączenie takich podmiotów mogłoby się odbywać na zasadzie dobrowolności zarówno członków społeczności jak i operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Propozycja przepisu: Zaproponowane brzmienie art. 11y oznacza się jako ust. 1, po którym dodaje się ust. 2 o następującej treści: <i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1.</i>	wylączenie może zostać zakwestionowane przez Ministra ds. UE. Brak jest podstawy do takiego wylączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
95.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 20 projektu ustawy art. 11y ust. 2 do ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Działalność operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego wydano decyzję o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny, ma w zdecydowanej większości przypadków charakter subsydiarny wobec podmiotów powiązanych z nim gospodarczo lub kapitałowo, do których dostarcza on energię elektryczną. W większości przypadków, podmioty objęte zamkniętym systemem dystrybucyjnym prowadzą działalność przemysłową. Co za tym idzie, podmioty te nie są adresatami przepisów dot. obywatelskiej społeczności energetycznej, które to regulacje dedykowane są podmiotom, prowadzącym działalność na mniejszą skalę, przyłączonym do sieci dystrybucyjnych tzw. operatorów zawodowych. W związku z powyższym, postulujemy zniesienie obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego, który uznano za zamknięty system dystrybucyjny. Jednocześnie, przyjęcie zaproponowanego rozwiązania nie zamknie drogi do powstawania obywatelskich społeczności energetycznych na takich sieciach dystrybucyjnych. Przyłączenie takich podmiotów mogłoby się odbywać na zasadzie dobrowolności zarówno członków społeczności jak i operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Zaproponowane brzmienie art. 11y oznacza się jako ust. 1, po którym dodaje się ust. 2 o następującej treści:	Uwaga nieuwzględniona Nie znajduje uzasadnienia wyłączenie zasady TPA wobec obywatelskiej społeczności energetycznej. Takie wyłączenie może zostać zakwestionowane przez Ministra ds. UE. Brak jest podstawy do takiego wylączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			<i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1.</i>	
596.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11y ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Brak jest określonych zasad na jakich opierać się ma umowa o świadczenie usług dystrybucji ze wspólnotą energetyczną. W związku z tym istnieje uzasadnione ryzyko obciążania kosztami osieroconymi (koszty opłat dystrybucyjnych i utrzymania sieci dystrybucyjnej) pozostałych odbiorców. Może to być odczytywane jako działanie dyskryminujące (faworyzujące jedną grupę użytkowników systemu).	Uwaga nieuwzględniona. Przepis został usunięty z projektu.
597.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11y pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT)	<i>Art. 11y. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym obywatelska społeczność energetyczna zamierza współpracować, jest obowiązany do zawarcia z obywatelską społecznością energetyczną umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5, która w szczególności określi zasady:</i> <i>2) wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych.</i> <u>Treść uwagi:</u> W ustawie powinny być zawarte konkretne wytyczne dot. sposobu przekazywania danych przez OSD. Jest to krytyczny i konieczny warunek do powodzenia funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, które bez dostępu do danych pomiarowych w czasie rzeczywistym nie będą mogły w żaden sposób funkcjonować. W momencie kiedy ustawa zapewnia OSD możliwość ustalenia sposobu przekazywania danych może być to równie dobrze przekazanie profilu zużycia i produkcji raz na miesiąc, co całkowicie uniemożliwia efektywne zarządzania jakąkolwiek społecznością energetyczną, spółdzielnią czy klastrem energii. Jeśli OSD nie zgodzi się na wymianę licznika lub udostępnienie danych, to członek społeczności (w ogólności odbiorca energii) powinien mieć możliwość samodzielnego sfinansowania odpowiedniego inteligentnego licznika energii elektrycznej wyposażonego w moduł komunikacyjny umożliwiający pobieranie danych w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Wolnego dostępu do danych powinien strzec Prezes URE i rozstrzygać wszelkie spory w tym zakresie pomiędzy odbiorcami i OSD.	Uwaga nieuwzględniona Przepis został usunięty z projektu.

			Proponujemy opracowanie wytycznych dot. sposobu przekazywania danych przez OSD. Nasza Izba deklaruje udział w tych pracach. Wytyczne powinny być uzgodnione w ramach szerokich konsultacji wraz z wszystkimi interesariuszami.	
598.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11y ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Przepis Art. 5 określa zakres zawartości umowy dystrybucyjnej. Obejmuje on m.in. zasady rozliczeń z odbiorcami. Skoro odbiorcy przed przystąpieniem posiadają umowę dystrybucyjną lub usługa dystrybucji jest realizowana na podstawie umowy kompleksowej, to co ma zawierać umowa dystrybucyjna ze społecznością obywatelską? Zwarzywszy, że nie będzie ona określała np. rozliczeń, nie będzie mogła wypełnić zakresu narzuconego art. 5 uPe. Proponujemy zrezygnować z umowy dystrybucyjnej między OSD a społecznością lub nazwać ją inaczej i doprecyzować zakres. Proponujemy następujące brzmienie przepisu: Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym obywatelska społeczność energetyczna zamierza współpracować, jest obowiązany do zawarcia z obywatelską społecznością energetyczną umowy regulującej tę współpracę i zawierającą co najmniej sposób o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5, która w szczególności określi zasady: 1) świadczenia usług dystrybucji na rzecz obywatelskiej społeczności energetycznej; 2) wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych.	Uwaga nieuwzględniona Przepis został usunięty z projektu.
599.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11z ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT)	<i>„Podział energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1: 1) odbywa się przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub współnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym wynikających z przepisów odrębnych; 2) nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.”</i> <u>Treść uwagi:</u> Mamy zastrzeżenia co do podpunktu 2) ponieważ uważamy, że spółdzielnię energetyczną tworzy się między innymi po to by zoptymalizować rachunki za energię jej członków. Dlatego też np. opłaty sieciowe i taryfy powinny dotyczyć spółdzielni jako całości w punkcie lub punktach jej przyłączenia. Natomiast rozdział kosztów dystrybucji (kosztów za transport energii), a także kosztów opłat stałych np. opłat OZE czy mocowej powinien także zgodnie ze statutem spółdzielni energetycznej. Nie powinno się obciążać z poziomu firmy energetycznej każdego z członków spółdzielni osobno za dystrybucję (transport energii) ponieważ transport energii odbywa się tylko do punktu/punktów przyłączenia spółdzielni jako całości i ta opłata za transport do punktu/punktów przyłączenia spółdzielni powinna być także sprawiedliwie podzielona pomiędzy członków przez samą spółdzielnię. Za transport energii w wewnętrznej sieci należącej do spółdzielni powinna obciążać spółdzielców już sama spółdzielnia.	Uwaga nieuwzględniona Przepis wyraźnie wskazuje, że podział energii elektrycznej nie wpływa na opłaty sieciowe i taryfy. Nie wynika z niego, że opłaty te zostaną pomnożone przez ilość członków społeczności (traktowanej jako odbiorca).

		Alternatywnie zgodnie z zapisami 2019/943 koszty podziału opłat sieciowych i taryf powinny być sprawiedliwie podzielone pomiędzy spółdzielców (a więc jest uzasadniony wpływ spółdzielni na taryfy). Krótko rzecz ujmując naszym zdaniem pod każdym względem spółdzielnia powinna być odbiorcą zbiorowym obciążanym w punkcie/punktach przyłączenia do sieci a firma energetyczna nie ma prawa sama obciążać kosztami dystrybucji każdego ze spółdzielców z osobna ponieważ za transport wewnątrz sieci spółdzielni energetycznej odpowiada sama spółdzielnia. Podobnie naszym zdaniem układy pomiarowe członków spółdzielni energetycznej są podobnie jak w przypadku wodomierzy i ciepłomierzy mogą być zgodnie z wyborem i statusem spółdzielni odpowiedzialnością samej spółdzielni energetycznej (mogą być albo licznikami albo podlicznikami obsługiwanymi przez wybranego przez spółdzielców zewnętrznego operatora pomiarów zgodnie z wyborem samych spółdzielców). Nie powinno się zmuszać ZE do instalacji liczników każdemu z członków spółdzielni. Propozycja zmiany artykułu (wprowadzono tekst oznaczony na czerwono) Punkt 2 podpunkt 2) powinien otrzymać brzmienie: 2) członkowie społeczności energetycznej zgodnie ze statutem społeczności wybierają sposób rozliczeń opłat sieciowych i taryf. Społeczność rozlicza się jako odbiorca zbiorowy lub na zasadzie indywidualnych rozliczeń członków społeczności, bezpośrednio z przedsiębiorstwem energetycznym. Powinno się dopisać podpunkt „3) Odbiorcy mają prawo do wybrania operatora pomiarów, który będzie rozliczał się jako odbiorca zbiorowy w imieniu społeczności energetycznej z przedsiębiorstwem energetycznym oraz wewnątrz z członkami społeczności energetycznej. W takim przypadku układy pomiarowe instaluje u członków społeczności energetycznej wybrany przez społeczność operator pomiarów, a układy pomiarowe traktowane są jako podliczniki do rozliczeń wewnętrznych społeczności energetycznej.” Komentarz: Rozliczanie się spółdzielni jako odbiorca zbiorowy na liczniku głównym jest powszechnym sposobem rozliczeń w całej Europie, a także w Polsce. Obowiązkowe wydzielenie operatorów pomiarów jako podmiotów zewnętrznych jest niezbędnym elementem unbundlingu w energetyce i zostało już dokonane w większości krajów UE – między innymi w Niemczech, Holandii i Skandynawii. W Polsce dla energii elektrycznej jest to nadal element „zaniedbany” a konieczny do implementacji, jeśli mamy myśleć o transformacji energetycznej. Trudno sobie wyobrazić, że w bliskiej przyszłości przedsiębiorstwa energetyczne byłyby odpowiedzialne za instalowanie liczników wewnątrz sieci wewnętrznych np. na magazynach energii, na źródłach, na ładowarkach EV itd. Tą kompetencję (rozliczeń wewnętrznych i instalacji liczników do tych rozliczeń) powinno się przekazać specjalizowanym zewnętrznym operatorom pomiarów. Firma

			energetyczna powinna odpowiadać tylko za liczniki rozliczeniowe w punkcie przyłączenia zbiorowego odbiorcy i tylko na zewnątrz sieci wewnętrznych (włz).	
500.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11z ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Strona 40, punkt 2. Podpunkt 2) o treści „Podział energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1: 1) odbywa się przy zachowaniu praw i obowiązków przysługujących członkom, udziałowcom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej jako odbiorcom końcowym wynikających z przepisów odrębnych; 2) nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.” - Mamy zastrzeżenia co do podpunktu 2) ponieważ uważamy że spółdzielnię energetyczną tworzy się między innymi po to by zoptymalizować rachunki za energię jej członków więc na przykład opłaty sieciowe i taryfy powinny dotyczyć spółdzielni jako całości w punkcie lub punktach jej przyłączenia – natomiast naszym zdaniem rozdział kosztów dystrybucji (kosztów za transport energii) a także kosztów opłat stałych np. opłat OZE, czy mocowej powinien także zgodnie ze statutem spółdzielni energetycznej. Nie powinno się obciążać z poziomu firmy energetycznej każdego z członków spółdzielni osobno za dystrybucję (transport energii) ponieważ transport energii odbywa się tylko do punktu/punktów przyłączenia spółdzielni jako całości i ta opłata za transport do punktu/punktów przyłączenia spółdzielni powinna być także sprawiedliwie podzielona pomiędzy członków przez samą spółdzielnię . Za transport energii w wewnętrznej sieci należącej do spółdzielni powinna obciążać spółdzielców już sama spółdzielnia. Alternatywnie zgodnie z zapisami 2019/943 koszty podziału opłat sieciowych i taryf powinny być sprawiedliwie podzielone pomiędzy spółdzielców (a więc jest uzasadniony wpływ spółdzielni na taryfy). Krótko rzecz ujmując naszym zdaniem pod każdym względem spółdzielnia powinna być odbiorcą zbiorowym obciążanym w punkcie/punktach przyłączenia do sieci a firma energetyczna nie ma prawa sama obciążać kosztami dystrybucji każdego ze spółdzielców z osobna ponieważ za transport wewnątrz sieci spółdzielni energetycznej odpowiada sama spółdzielnia. Podobnie naszym zdaniem układy pomiarowe członków spółdzielni energetycznej są podobnie jak w przypadku wodomierzy i ciepłomierzy mogą być zgodnie z wyborem i statusem spółdzielni odpowiedzialnością samej spółdzielni energetycznej (mogą być albo licznikami albo podlicznikami obsługiwanymi przez wybranego przez spółdzielców zewnętrznego operatora pomiarów zgodnie z wyborem samych spółdzielców). Nie powinno się zmuszać ZE do instalacji liczników każdemu z członków spółdzielni. Punkt 2 podpunkt 2) powinien otrzymać brzmienie: 2) członkowie społeczności energetycznej zgodnie ze statutem społeczności wybierają sposób rozliczeń opłat sieciowych i taryf – albo społeczność rozlicza się jako odbiorca zbiorowy, albo na zasadzie ich indywidualnych rozliczeń członków społeczności bezpośrednio z przedsiębiorstwem energetycznym.	Uwaga nieuwzględniona Przepis wyraźnie wskazuje, że podział energii elektrycznej nie wpływa na opłaty sieciowe i taryfy. Nie wynika z niego, że opłaty te zostaną pomnożone przez ilość członków społeczności (traktowanej jako odbiorca).

			Powinno się dopisać podpunkt „3) Odbiorcy mają prawo do wybrania operatora pomiarów który będzie rozliczał się jako odbiorca zbiorowy w imieniu społeczności energetycznej z przedsiębiorstwem energetycznym, oraz wewnętrzne z członkami społeczności energetycznej. W takim przypadku układy pomiarowe instaluje u członków społeczności energetycznej operator pomiarów a układy pomiarowe traktowane są jako podliczniki do rozliczeń wewnętrznych społeczności energetycznej.” Komentarz: Rozliczanie się spółdzielni jako odbiorca zbiorowy na liczniku głównym jest powszechnym sposobem rozliczeń w całej Europie a także w Polsce. Obowiązkowe wydzielenie operatorów pomiarów jako podmiotów zewnętrznych jest niezbędnym elementem unbundlingu w energetyce i zostało już dokonane w większości krajów UE – między innymi w Niemczech, Holandii i Skandynawii. W Polsce dla energii elektrycznej jest to nadal element „zaniedbany” a konieczny do implementacji jeśli mamy myśleć o transformacji energetycznej. Trudno sobie wyobrazić że w bliskiej przyszłości przedsiębiorstwa energetyczne były odpowiedzialne za instalowanie liczników wewnątrz sieci wewnętrznych np. na magazynach energii, na źródłach, na ładowarkach EV itd. Tą kompetencję (rozliczeń wewnętrznych i instalacji liczników do tych rozliczeń) powinno się przekazać specjalizowanym zewnętrznym operatorom pomiarów. Firma energetyczna powinna odpowiadać tylko za liczniki rozliczeniowe w punkcie przyłączenia zbiorowego odbiorcy i tylko na zewnątrz sieci wewnętrznych (włz).	
501.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11za ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Uzasadnienie: Należy wykluczyć z grona podmiotów, na które społeczność energetyczna może delegować odpowiedzialność za bilansowanie Operatorów sieci dystrybucyjnej. W przeciwnym wypadku koszty związane z pełnieniem takiej roli będą ponosić pozostali uczestnicy systemu, co jest działaniem dyskryminującym pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej. Poziom tych kosztów będzie określany w IRiESD i będzie znaczący ponieważ nie ma w propozycji ustawy zachęt rekompensujących odpowiedzialność za zbilansowanie. Obecne zapisy nie zawierają rozwiązań jakie dopuszczone jest w Art. 5 pkt 2 Dyrektywy 2019/943 dotyczącego zachęt do podejmowania odpowiedzialności za zbilansowanie. Twórcy Dyrektywy zauważyli więc konieczność rekompensaty dla podmiotów przyjmujących odpowiedzialność za niezbilansowanie. Propozycja zapisów Art. 11za. Obywatelska społeczność energetyczna ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie może delegować swoją odpowiedzialność	Uwaga nieuwzględniona Przepis został usunięty z projektu

			~~za bilansowanie na rzecz wybranego przez siebie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.~~	
502.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11za ustawy - Prawo energetyczne	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Zapis o „odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie”, którą OSE spowoduje w systemie elektroenergetycznym jest zbyt ogólny. Ocena tego założenia będzie możliwa dopiero wtedy, kiedy zostaną zaproponowane szczegółowe zasady rozliczeń nadwyżek energii wygenerowanych przez OSE ze sprzedawcą energii.	Uwaga nieuwzględniona Odpowiedzialność za niezbilansowanie ma odbywać się na ogólnych zasadach
503.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11za ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Propozycja zapisów: Art. 11za. Obywatelska społeczność energetyczna ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie może delegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie na rzecz wybranego przez siebie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943, z wyłączeniem operatora sieci dystrybucyjnej. Uzasadnienie: Należy wykluczyć z grona podmiotów, na które społeczność energetyczna może delegować odpowiedzialność za bilansowanie Operatorów sieci dystrybucyjnej. W przeciwnym wypadku koszty związane z pełnieniem takiej roli będą ponosić pozostali uczestnicy systemu, co jest działaniem dyskryminującym pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej. Poziom tych kosztów będzie określany w IRiESD i będzie znaczący, ponieważ nie ma w propozycji ustawy zachęt rekompensujących odpowiedzialność za zbilansowanie. Obecne zapisy nie zawierają rozwiązań jakie dopuszczone jest w Art. 5 pkt 2 Dyrektywy 2019/943 dotyczącego zachęt do podejmowania odpowiedzialności za zbilansowanie. Twórcy Dyrektywy zauważyli więc konieczność rekompensaty dla podmiotów przyjmujących odpowiedzialność za niezbilansowanie.	Uwaga nieuwzględniona Przepis został usunięty z projektu
504.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zb ustawy -	Urząd Ochrony Danych Osobowych	W tym samym zakresie – co wskazany w pkt 1 powyżej - wyjaśnienia wymaga art.11zb, dotyczący rejestru obywatelskich społeczności energetycznych. Pkt 1: 1. Doprecyzować w przepisach należy, na czym polega udział agregatora w wymianie danych pomiędzy uczestnikami rynku, o której mowa w dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne art. 5b3 pkt 2. Z przepisu tego nie wynika bowiem jakie dane mają być wymieniane pomiędzy uczestnikami rynku ani jaki jest cel tej	Uwaga nieuwzględniona Kwestie te ustali inspektor danych osobowych

	Prawo energetyczne		wymiany. Organ nadzorczy docenia propozycję wdrożenia przepisu zakładającego, że wymiana danych będzie odbywała się z zachowaniem pełnej ochrony danych osobowych. Takie ogólne sformułowanie nie wnosi jednak żadnych dodatkowych gwarancji dla ochrony danych osobowych, gdyż rozporządzenie 2016/679 jest i tak stosowane bezpośrednio a w przepisach prawa krajowego należy doprecyzować kwestie związane z konkretnymi operacjami przetwarzania celem wyeliminowania wątpliwości stosujących te przepisy. W tym konkretnym przypadku projektowane przepisy uznać należy za niewystarczające, gdyż nie określają one precyzyjnie na czym ma polegać wymiana danych osobowych, z przepisów tych nie wynikają także cele takiej wymiany. Nie jest jasnym, czy chodzi o udostępnianie wzajemne danych lub też o weryfikację danych. Pojęcie wymiany danych osobowych jest bardzo nieprecyzyjne. Jeżeli wymiana ma polegać na wzajemnym udostępnianiu to określić należy w jakim trybie będzie następowało udostępnianie (wymiana) – czy w trybie wnioskowym czy bez wnioskowym i przy zachowaniu jakich warunków. Przy ich kształtowaniu należy mieć na względzie motyw 31 rozporządzenia 2016/679, który stanowi, że <i>organy publiczne, którym ujawnia się dane osobowe w związku z ich prawnym obowiązkiem sprawowania funkcji publicznej (takich jak organy podatkowe, organy celne, finansowe jednostki analityki finansowej, niezależne organy administracyjne czy organy rynków finansowych regulujące i nadzorujące rynki papierów wartościowych), nie powinny być traktowane jako odbiorcy, jeżeli otrzymane przez nie dane osobowe są im niezbędne do przeprowadzenia określonego postępowania w interesie ogólnym zgodnie z prawem Unii lub prawem państwa członkowskiego.</i> <i>Żądanie ujawnienia danych osobowych, z którym występują takie organy publiczne, powinno zawsze mieć formę pisemną, być uzasadnione, mieć charakter wyjątkowy, nie powinno dotyczyć całego zbioru danych ani prowadzić do połączenia zbiorów danych. Przetwarzając otrzymane dane osobowe, takie organy powinny przestrzegać mających zastosowanie przepisów o ochronie danych, zgodnie z celami przetwarzania.</i> Takich rozwiązań wymaga zasada zgodności z prawem, rzetelności i przejrzystości, o której mowa w art. 5 ust. 1 lit a) rozporządzenia 2016/679. Projektodawca powinien także pamiętać o zapewnieniu w przepisach stosowania zasad ograniczenia celu oraz minimalizacji danych, określonych w art. 5 ust. 1 RODO.	
605.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Strona 40, Art. 11zb. 1. „Obywatelska społeczność energetyczna może podjąć działalność po uzyskaniu wpisu w rejestrze obywatelskich społeczności energetycznych, prowadzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.” Nie widzimy potrzeby uzyskiwania wpisu społeczności energetycznych u Prezesa URE ani konieczności uzyskiwania zgody prezesa URE na działalność	Uwaga nieuwzględniona

	art. 11zb ustawy - Prawo energetyczne		społeczności energetycznych. Naszym zdaniem wystarczy informacja i zawarcie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Prezes URE nie powinien być włączony w działalność oddolnie tworzonych lokalnych społeczności energetycznych na konkurencyjnym i coraz szybciej zmieniającym się rozproszonym rynku energii. Proponujemy usunięcie całej treści dokumentu od Strony 40 - Art. 11zb aż do do rozdziału 2d na stronie 43 z wyłączeniem akapitu :” Art. 11ze. W zakresie nieuregulowanym w ustawie do obywatelskich społeczności energetycznych stosuje się odpowiednio przepisy ustaw wymienionych w art. 11u ust. 1” który powinien pozostać.	Dyrektywa 2019/944 obowiązuje państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych dla osób i objęcia ich niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi i przejrzystymi procedurami m.in. w odniesieniu do rejestracji. Objęcie osób obowiązkiem rejestracji pozwoli na monitorowanie ich rozwoju w Polsce.
506.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zb ustawy - Prawo energetyczne	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT)	„Obywatelska społeczność energetyczna może podjąć działalność po uzyskaniu wpisu w rejestrze obywatelskich społeczności energetycznych, prowadzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.” <u>Treść uwagi:</u> Nie widzimy potrzeby uzyskiwania wpisu społeczności energetycznych u Prezesa URE ani konieczności uzyskiwania zgody prezesa URE na działalność społeczności energetycznych. Naszym zdaniem wystarczy informacja i zawarcie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Prezes URE nie powinien być włączony w działalność oddolnie tworzonych lokalnych społeczności energetycznych na konkurencyjnym i coraz szybciej zmieniającym się rozproszonym rynku energii. Proponujemy usunięcie całej treści dokumentu od strony 40 - Art. 11zb aż do rozdziału 2d na stronie 43 z wyłączeniem akapitu :” Art. 11ze. W zakresie nieuregulowanym w ustawie do obywatelskich społeczności energetycznych stosuje się odpowiednio przepisy ustaw wymienionych w art. 11u ust. 1”, który powinien pozostać	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa 2019/944 obowiązuje państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych dla osób i objęcia ich niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi i przejrzystymi procedurami m.in. w odniesieniu do rejestracji. Objęcie osób obowiązkiem rejestracji pozwoli na monitorowanie ich rozwoju w Polsce.
507.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy	Urząd Regulacji Energetyki	W związku z wprowadzeniem regulacji dotyczących obywatelskich społeczności energetycznych („OSE”) konieczne jest uregulowanie zagadnień dotyczących obszarów koncesjonowania działalności obywatelskich społeczności	Uwaga uwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 11zb ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne		energetycznych. Projektowane przepisy w omawianym obszarze (por. projektowany art. 3 pkt 13f ustawy – Prawo energetyczne) upoważniają OSE do „zajmowania się”, w odniesieniu do energii elektrycznej, m.in. jej: - wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, lub - dystrybucją, lub - obrotem, lub - magazynowaniem. Tego rodzaju działalność, w przypadku w którym nosi cechy działalności gospodarczej, skutkuje koniecznością uzyskania koncesji Prezesa URE lub wpisu do odpowiedniego rejestru działalności regulowanej. Wobec niesprecyzowanego charakteru działalności OSE, wymagającej jedynie wpisu do rejestru OSE, o którym mowa w art. 11zb i nast. (por. jednak art. 11u, w którym mowa o działalności gospodarczej w obszarze energetyki) a także wobec ogólnej reguły możliwości uczestnictwa w systemach wsparcia wymienionych w art. 11t, gdzie w aktualnym stanie prawnym niezbędne jest spełnienie wymogu uzyskania stosownej koncesji/wpisu, konieczne jest wprowadzenie regulacji precyzyjnie rozstrzygających ww. kwestie. Należy przy tym zauważyć, iż OSE może funkcjonować jako spółka prawa handlowego, co wskazuje na potencjalny, gospodarczy/zarobkowy charakter działalności OSE. O możliwości np. sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej przedsiębiorstwu energetycznemu wspomina też uzasadnienie (str. 7). Brak tego rodzaju uregulowania może skutkować obejściem wymogów wynikających z przepisów dotyczących działalności koncesjonowanej/regulowanej. Proponuje się w art. 11zb dodanie art. 11zb ust. 4 o treści: „4. Uzyskanie wpisu w rejestrze obywatelskich społeczności energetycznych nie zwalnia z obowiązków uzyskania koncesji, lub wpisu do rejestru działalności regulowanej w przypadku podjęcia przez obywatelską społeczność energetyczną działalności podlegającej obowiązkowi uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru działalności regulowanej.”.	
508.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zc ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Należy określić w jakiej formie następuje odmowa wpisu oraz wykreślenie z rejestru OSE (projektowany art. 11zc).	Uwaga uwzględniona

509.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zc ust. 2 pkt 4 lit. c ustawy - Prawo energetyczne	Fundacja Frank Bold	Projektowany przepis art. 11 zc ust. 2 pkt 4 lit. c prawa energetycznego zakłada obowiązek zawarcia we wniosku wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do rejestru, o którym mowa w art. 11 zb ust. 1 prognozy rocznego zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej. Składająca uwagi podnosi, że dla powstającej społeczności energetycznej sporządzenie takiej prognozy na etapie składania wniosku jest bardzo utrudnione, ponadto mając na uwadze różnorodne działania związane z energią określone w projektowanym art. 3 pkt 13f nie w przypadku każdej społeczności energetycznej jest w ogóle możliwy do określenia. Składająca uwagi wnosi o wykreślenie ww. prognozy z obligatoryjnych elementów wniosku o wpis do rejestru. Usunięcie z projektu art. 11 zc ust. 2 pkt 4 lit. c	Uwaga nieuwzględniona Informacja o planowanej wielkości zapotrzebowania na poszczególne rodzaje energii będące przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej jest u informacją użyteczną wskazującą także wielkość i rodzaj przedsięwzięcia w zakresie tworzenia społeczności obywatelskiej.
510.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zc ust. 5 i 6 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się wydłużenie 7 - dniowych terminów wskazanych w projektowanym art. 11zc ust. 5 i 6 (do min. 14 dni). Termin 7 dni na analizę poprawności i prawidłowości danych, zapisów statutu lub umowy oraz sprawdzenie przesłanek ewentualnej odmowy (ust. 9) jest zbyt krótki.	Uwaga uwzględniona W ust. 5 i 6 zmieniono termin na 14 dni. W ust. 9 mowa jest o przesłankach do odmowy wpisu, termin nie został określony.
511.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zc ust. 9 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	“statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z z celem i przedmiotem działalności, o których mowa w art. 3 pkt 13f oraz art. 11u - 11x i 11z” Uwaga redakcyjna – powtórzenie litery „z”	Uwaga uwzględniona

512.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zh ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami z pakietu „czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing Proponujemy następującą zmianę Art. 11zh: „Odbiorca aktywny ponosi odpowiedzialność finansową za rozliczenia niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie może delegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie na rzecz wybranego przez siebie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.”	Uwaga nieuwzględniona Przepis usunięty z projektu
513.	Art. 1 pkt 20 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 11zh ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponowany zapis mógłby skłaniać do interpretacji, że agregator odpowiada jedynie za negatywne skutki niezbilansowania, tymczasem przy skonstruowanych zgodnie z dyrektywami pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” mechanizmach rynkowych, redukcja zapotrzebowania np. wynikająca z redukcji w ramach rynku mocy powinna przynosić odbiorcy i agregatorowi znaczne korzyści z niezbilansowania: ceny uzyskiwane za energię niezbilansowania w okresach zagrożenia powinny być bardzo wysokie i wzmocnione przez mechanizmy scarcity pricing. Proponujemy następującą zmianę art. 11zh: Odbiorca aktywny ponosi odpowiedzialność za rozliczenia niezbilansowania, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie może delegować swoją odpowiedzialność za bilansowanie na rzecz wybranego przez siebie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie zgodnie z art. 5 rozporządzenia 2019/943.”	Uwaga nieuwzględniona Przepis usunięty z projektu
514.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 15ba ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe treści zapisów w art. 15ba. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów w art. 15ba na art. 15bb.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana.

615.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 15ba ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe treści w art. 15ba. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana.
616.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 15ba ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nowe treści w art. 15ba. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana.
617.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 15ba ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 15ba ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne proponuje się pozostawienie publikacji oceny wystarczalności na stronie internetowej oraz odstąpienie od udostępniania tej oceny w siedzibie operatora. Mając na uwadze powszechny dostęp do internetu udostępnianie oceny wystarczalności w siedzibie operatora jest środkiem zbędnym, który byłby stosowany bardzo rzadko lub wcale a skutkowałby powstaniem dodatkowych kosztów niezależnie od zakresu wykorzystywania. Propozycja brzmienia przepisu: 3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej ~~oraz udostępnia w swojej siedzibie~~ aktualną ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.	Uwaga uwzględniona.
618.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 15ba ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowany przepis art. 15ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne nie uwzględnia przepisów art. 24 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Należy go zatem uzupełnić o przewidziany powyższym przepisem obowiązek w zakresie publikacji uzasadnienia rozbieżności oraz przedłożenia do ACER. W przypadku, gdy w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stwierdzono problem w odniesieniu do jednego z obszarów rynkowych, który nie został zidentyfikowany w ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, do oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym włącza się uzasadnienie rozbieżności między tymi dwiema ocenami wystarczalności zasobów, w tym szczegółowe informacje dotyczące poziomów wrażliwości i	Uwaga uwzględniona.

			założeń bazowych. Państwa członkowskie publikują tę ocenę oraz przedkładają ją ACER. W ciągu dwóch miesięcy od dnia otrzymania sprawozdania, ACER wydaje opinię, czy różnice między oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym a oceną wystarczalności zasobów na poziomie europejskim są uzasadnione. Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym należycie uwzględnia opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę. W przypadku gdy organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym postanowi nie uwzględniać w pełni opinii ACER, publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.	
619.	Art. 1 pkt 23 lit. a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 1 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Propozycja zakłada usunięcie kompetencji Prezesa URE do określania wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Wskazane uprawnienie regulatora w sposób nadmierny ingeruje w niezależność OSP. Projekt nadaje Prezesowi URE kompetencje wykraczające poza kwestie związane z regulacją rynku energii i paliw. Proponowana zmiana: [usunięcie w art. 16 w ust. 1 pkt 7] ~~7) wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych~~	Uwaga wyjaśniona Należy wyjaśnić, że realizacja wytycznych co do kierunku i rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych jest fakultatywna, co połączone jest w umożliwieniem dodatkowego nagradzania za realizację. Celem projektowanego przepisu jest zapewnienie spójnego, systematycznego i skoordynowanego rozwoju sieci w pożądanym kierunkach.
620.	Art. 1 pkt 23 lit. a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Konsekwencja przyjęcia uwagi szczegółowej nr 1. W projektowanym art. 16 ust. 1 proponuje się nadać pkt 7 następujące brzmienie: „7) wytyczne Prezesa URE co do oczekiwanego kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych z punktu widzenia regulacji przedsiębiorstw energetycznych.”.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowy przepis został usunięty wskutek uwzględnienia uwagi Rządowego Centrum Legislacyjnego dot. fakultatywności

				wytycznych Prezesa URE.
621.	Art. 1 pkt 23 lit. c pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 4 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Projekt przewiduje, że OSD sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata. Dotychczas plan był aktualizowany raz na 3 lata. Zwiększenie częstotliwości aktualizacji spowoduje nadmierne obciążenia administracyjne. Propozycja zmian: - plan ten podlega aktualizacji co 2 lata w procedurze uproszczonej wyłącznie w stosunku do zakresu zmian.	Uwaga nieuwzględniona Projektowany przepis ma na celu ujednolicenie sporządzania aktualizacji dla wszystkich operatorów. operatorów i wynika z art. 32 ust. 3 Dyrektywy 944.
622.	Art. 1 pkt 23 lit. c pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 4 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Projekt przewiduje, że OSD sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata. Dotychczas plan był aktualizowany raz na 3 lata. Zwiększenie częstotliwości aktualizacji spowoduje nadmierne obciążenia administracyjne. Propozycja zmian: - plan ten podlega aktualizacji co 2 lata w procedurze uproszczonej wyłącznie w stosunku do zakresu zmian.	Uwaga nieuwzględniona Projektowany przepis ma na celu ujednolicenie sporządzania aktualizacji dla wszystkich operatorów. operatorów i wynika z art. 32 ust. 3 Dyrektywy 944.
623.	Art. 1 pkt 23 lit. e projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Zapis nowego brzmienia art. 16 ust. 7 pkt 6 wymaga doprecyzowania w celu uniknięcia niejasności i wątpliwości interpretacyjnych. Naszym zdaniem, w treści ww. punktu jasno powinno się wskazać, że zakres informacji obejmuje zarówno uzyskane, jak i planowane do uzyskania wsparcie w różnych formach i z różnych źródeł. Należy także doprecyzować kwestię źródeł pochodzenia dofinansowania. Propozycja przepisu: „6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów, w tym wyodrębnioną część dotyczącą uzyskanych oraz planowanych do uzyskania subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych lub wsparcia w innej formie, pozyskanego lub możliwego do pozyskania z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;”	Uwaga uwzględniona Treść przepisu została zmieniona. Odnosnie subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych wskazano, że chodzi o przyznane środki, co oznacza środki uzyskane oraz te, co do których została wydana pozytywna decyzja o przyznaniu, ale jeszcze nie zostały wypłacone.

624.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zapis nowego brzmienia art. 16 ust. 7 pkt 6 wymaga doprecyzowania w celu uniknięcia niejasności i wątpliwości interpretacyjnych. Naszym zdaniem, w treści ww. punktu jasno powinno się wskazać, że zakres informacji obejmuje zarówno uzyskane, jak i planowane do uzyskania wsparcie w różnych formach i z różnych źródeł. Należy także doprecyzować kwestię źródeł pochodzenia dofinansowania. Propozycja przepisu: „6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów, w tym wyodrębnioną część dotyczącą uzyskanych oraz planowanych do uzyskania subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych lub wsparcia w innej formie, pozyskanego lub możliwego do pozyskania z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;”	Uwaga uwzględniona Treść przepisu została zmieniona. Odnosnie subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych wskazano, że chodzi o przyznane środki, co oznacza środki uzyskane oraz te, co do których została wydana pozytywna decyzja o przyznaniu, ale jeszcze nie zostały wypłacone.
625.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Propozycja zakłada, że plan rozwoju powinien obejmować harmonogram finansowy inwestycji, nie zaś harmonogram rzeczowo-finansowy. Przede wszystkim należy wskazać, że weryfikowanie realizacji harmonogramu rzeczowo-finansowego może generować istotne trudności (np. kwestia daty realizacji etapu - montaż instalacji/urządzenia czy przyjęcie do eksploatacji takiego urządzenia), w pewnych przypadkach może okazać się niemożliwa/nieprzystająca do stanu faktycznego (opóźnienia związane z uzyskaniem decyzji administracyjnych, np. w sytuacji gdy inwestycja została „rzeczowo” (częściowo) zrealizowana, lecz nie została odebrana). Ponadto, w projekcie ustawy nie określono precyzyjnych przesłanek dotyczących tego w jaki sposób operator miałby oceniać stopień realizacji planu, w szczególności uwzględniając fakt połączonego zakresu rzeczowo-finansowego (w tym jak szacować stopień realizacji elementów rzeczowych / finansowych). Wobec powyższych trudności zasadny wydaje się postulat by przepis obejmował wymóg sporządzania harmonogramu finansowego inwestycji. Taki harmonogram jest wystraszająco miarodajny dla oceny stopnia realizacji inwestycji (jest przy tym łatwy do weryfikacji). Propozycja zakłada (konsekwentnie za uwagą z pkt 11) usunięcie kompetencji Prezesa URE do określania wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Propozycja zmiany: w art. 16 ust. 7 pkt 7 otrzymuje brzmienie: „7) planowany harmonogram ~~rzeczowo-finansowy~~ inwestycji ~~wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji~~	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji priorytetowych w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Należy także podkreślić, że analogiczny wymóg harmonogramu

			~~priorytetowych określone w wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.”~~	rzeczowo-finansowego inwestycji zawarty jest w art. 19 ust. 2 pkt 5 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.).
626.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 16 ust 7 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne przyjęto, że do planu rozwoju konieczne będzie dołączenie, w miejsce aktualnie przewidzianego planowanego harmonogramu inwestycji, planowanego harmonogramu rzeczowo – finansowego inwestycji. Dokument taki powstaje na dalszym etapie realizacji inwestycji niż moment jej uwzględnienia w planie rozwoju. Propozycja zmiany: W projektowanym art. 16 ust. 7 pkt 7 ustawy - Prawo energetyczne otrzymuje brzmienie: 7) planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych określone w wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Należy także podkreślić, że analogiczny wymóg harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji zawarty jest w art. 19 ust. 2 pkt 5 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.).

627.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 8 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisu w art. 16 ust. 7 pkt 8, która dotyczy wykorzystania magazynów energii. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu w art. 16 ust. 7 pkt 8 na pkt 9.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana.
628.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 8 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 16 ust. 7 pkt 8, która dotyczy wykorzystania magazynów energii. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
629.	Art. 1 pkt 23 lit. e tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 7 pkt 8 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 16 ust. 7 pkt 8, która dotyczy wykorzystania magazynów energii. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
630.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8a ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisu w art. 16 ust. 8a, który dotyczy analizy kosztów. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu w art. 16 ust. 8a-8b na ust 8b-8c.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

631.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8a ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 16 ust. 8a, który dotyczy analizy kosztów. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
632.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8a ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 16 ust. 8a, który dotyczy analizy kosztów. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
633.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8b ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów nie stanowi faktycznej alternatywy dla rozbudowy sieci dystrybucyjnej rozumianej jako np. przyłączanie nowych odbiorców. Zapis wymaga przeformułowania, bo w obecnym brzmieniu wprowadza w błąd. W połączeniu z częścią zapisów dot. taryf brakuje w projekcie ustawy określenia dostatecznych warunków wprowadzenia zachęt finansowych dla OSD do korzystania ze środków pozataryfowych. Przy obecnej dynamice zmian otoczenia OSD (rozwój rozproszonych zasobów energii przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, nowe rozwiązania i technologie) i zmianie roli samego OSD nabiera to coraz większego znaczenia.	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z art. 32 ust. 3 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE 944/2019 (OJ L 158, 14.6.2019, p. 125–199) odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub inne zasoby, operator systemu dystrybucyjnego może wykorzystać jako rozwiązanie

				alternatywne dla rozbudowy systemu.
634.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8b ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów nie stanowi faktycznej alternatywy dla rozbudowy sieci dystrybucyjnej rozumianej jako np. przyłączanie nowych odbiorców. Zapis wymaga przeformułowania, bo w obecnym brzmieniu wprowadza w błąd. W połączeniu z częścią zapisów dot. taryf brakuje w projekcie ustawy określenia dostatecznych warunków wprowadzenia zachęt finansowych dla OSD do korzystania ze środków pozataryfowych. Przy obecnej dynamice zmian otoczenia OSD (rozwój rozproszonych zasobów energii przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, nowe rozwiązania i technologie) i zmianie roli samego OSD nabiera to coraz większego znaczenia.	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z art. 32 ust. 3 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE 944/2019 (OJ L 158, 14.6.2019, p. 125–199) odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub inne zasoby, operator systemu dystrybucyjnego może wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.
635.	Art. 1 pkt 23 lit. f projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 8b pkt 2 ustawy Prawo energetyczne	Energa S.A.	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powinien opracować wytyczne zawierające spójne dane pozwalające na kalkulacje porównujące wykorzystanie skatalogowanych usług elastyczności vs alternatywnych rozwiązań rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Powinny to być opracowania na styku URE – PTPiREE w celu wypracowania spójnych ogólnokrajowych rozwiązań.	Uwaga nieuwzględniona Zgłaszany postulat należy nieuzasadniony. Prezes URE będzie publikował wytyczne rozwoju sieci, które mogą zawierać niezbędne kierunki rozwoju, podczas gdy odnoście usług elastyczności planowane

				są odrębne rozwiązania legislacyjne a ponadto są one uzgadniane z Prezesem URE na etapie uzgadniania instrukcji ruchu.
636.	Art. 1 pkt 23 lit. j projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 15 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się, aby obowiązkiem zawartym w projektowanym art. 16 ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne (tj. obowiązkiem konsultacji projektu planu rozwoju z zainteresowanymi stronami) objąć również operatora systemu dystrybucyjnego gazowego (z wyłączeniem przedsiębiorców, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 ustawy).	Uwaga uwzględniona
637.	Art. 1 pkt 23 lit. k projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 15a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Uwaga jak do art. 1 pkt 23 lit. j. Ponadto proponuje się zmianę terminu na złożenie planu lub jego aktualizacji na - do 30 kwietnia danego roku, tak aby było możliwe jego uzgodnienie przed okresem zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej i jego uwzględnienie przy jej kalkulacji.	Uwaga uwzględniona
638.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 1-3 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	W zakresie art. 16 ust. 18a pkt 1 – aktualne pozostają uwagi z pkt 12. W zakresie art. 16 ust. 18a pkt 2 – projekt nadmiernie rozszerza kompetencje Prezesa URE (aktualnie, na podstawie art. 28 ust. 1 UPE, Prezes URE ma prawo żądać od przedsiębiorstw energetycznych przedstawienia niezbędnych informacji). Ponadto należy wskazać, że obecnie OSP przekazuje Prezesowi URE sprawozdania okresowe i roczne dot. realizacji planu rozwoju (KDPR), stąd też dodatkowe raportowanie o zakończeniu każdej inwestycji jest nadmiernym obowiązkiem. Dodatkowo, nadmiernym obowiązkiem jest składanie przez operatora oświadczeń pod rygorem odpowiedzialności karnej dot. zakończenia inwestycji w sytuacji gdy oświadczenia są składane w ramach przedstawiania Prezesowi URE - KDPR i Taryfy (tj. w sytuacji gdy regulator może ustalić fakty będące przedmiotem oświadczenia na podstawie dowodów z dokumentu, np. tych do przedłożenia których zobowiązuje stronę proponowany art. 16 ust. 18a pkt 3; zobowiązanie OSP do składania oświadczenia o zakończeniu realizacji inwestycji jest nadmiarowym obciążeniem strony postępowania administracyjnego). Konsekwentnie, zasadne jest usunięcie w ust. 18a pkt 2.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie z uwagi na fakt, że raportowanie ma dotyczyć inwestycji priorytetowych, zatem ich zakres będzie tworzył nadmiernego obciążenia administracyjnego. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z

		W zakresie art. 16 ust. 18a pkt 3 – projekt nadmiernie obciąża operatorów poprzez wprowadzenie obowiązku raportowania wykonania poszczególnych inwestycji oraz przygotowania szczegółowych informacji do sprawozdania finansowego. Ponadto, niezrozumiałe jest odwołanie się do we wskazanym punkcie do art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h w zakresie przedstawienia w ramach ujawnień informacji dodatkowej w sprawozdaniu finansowym „ilości środków o których mowa w art.23 ust.2 pkt 3 lit.h” przy czym przepis ten dotyczy stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału, która jest wyrażona w %. Propozycja zmian: w art. 16 ust. 18a otrzymuje brzmienie: „18a. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, ~~które stosuje się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, oraz korzysta ze środków ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g lub h~~ wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 18, przedkłada: 1) informacje o zakresie zrealizowania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego inwestycji, o którym mowa w art. 16 ust. 7 pkt 7; 2) ~~w przypadku zakończenia w danym roku inwestycji – oświadczenie o ukończeniu inwestycji ujętej w planie rozwoju i spełnieniu wymagań dla tej inwestycji określonych w tym planie, oddzielnie dla każdej ukończonej inwestycji, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli 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 inwestycja ujęta w planie rozwoju została ukończona i spełnienia wymagania określone w planie rozwoju.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;~~ 3) dokumenty potwierdzające realizację ~~rzeczowo~~-finansową inwestycji, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań” ~~oraz sprawozdanie finansowe za dany rok obrotowy, sporządzone na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1415), zbadane przez biegłego rewidenta, zawierające w ramach ujawnień w informacji dodatkowej tego sprawozdania przedstawienie odpowiednich pozycji bilansu oraz rachunku zysków i strat potwierdzających~~	wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Ponadto, skoro przedkładane są dokumenty w postaci umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań, to ich racjonalnym uzupełnieniem jest przedłożenie odpowiedniego oświadczenia końcowego.

			~~prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit h.~~	
639.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 16 ust. 18a pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne proponuje się doprecyzować pojęcie „ukończenie inwestycji”. Pod tym pojęciem można rozumieć ukończenie pod względem technicznym (np. odbiór końcowy techniczny lub przekazanie do eksploatacji) lub zakończenie inwestycji pod wszystkimi względami formalnymi. W przypadku OSP powyższe terminy nie są tożsame i w większości przypadków po fizycznym uruchomieniu inwestycji (co może być też rozumiane jako ukończenie inwestycji, ponieważ stanowi osiągnięcie realnego efektu systemowego) następuje faza finalnego rozliczenia finansowego, która może mieć różną długość, w zależności od indywidualnych uwarunkowań poszczególnych inwestycji. Propozycja zmian: 2) w przypadku zakończenia w danym roku inwestycji, rozumianej jako rozpoczęcie procesu eksploatacji lub użytkowania – oświadczenie o ukończeniu inwestycji ujętej w planie rozwoju i spełnieniu wymagań dla tej inwestycji określonych w tym planie, oddzielnie dla każdej ukończonej inwestycji, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli 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 inwestycja ujęta w planie rozwoju została ukończona i spełnienia wymagania określone w planie rozwoju.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń	Uwaga nieuwzględniona Wykładnia zaproponowana w uwadze mija się z celem przepisu i należy ją uznać za nieuzasadnioną. Przez ukończenie inwestycji rozumie się przyjęcie środka trwałego do użytkowania. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione.
640.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powinien opracować wytyczne pokazujące dla jakich inwestycji takie oświadczenie jest wymagane, wraz z wzorcem oświadczenia w formie tabelarycznej. Zadań w obecnym modelu, na przykładzie ENERGA-OPERATOR SA, jest około 40 tys. sztuk rocznie. Sporządzanie oświadczeń dla każdej inwestycji z osobna wiązałaby się z niewspółmiernie dużym obciążeniem biurowym.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie z uwagi na fakt, że raportowanie ma dotyczyć inwestycji wskazanych jako priorytetowe w harmonogramie rzeczowo-finansowym,

				zatem ich zakres będzie tworzył nadmiernego obciążenia administracyjnego. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji priorytetowych, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione.
641.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 2 i 3 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	W Polsce OSD realizują kilkaset tysięcy zadań inwestycyjnych rocznie (po kilkadziesiąt tysięcy zadań dla danego OSDp). Zaproponowany mechanizm jest niezwykle biurokratyczny i kosztowny, zarówno po stronie OSD, jak i URE. W praktyce trudno sobie wyobrazić składanie takich oświadczeń indywidualnie dla każdego zadania. Od wielu lat OSD realizują corocznie miliardowy budżet w zakresie inwestycji sieciowych i podlegają systemowi sprawozdawczości do URE. Tak szczegółową regulację na poziomie ustawy oceniamy jako nadmiarową i zbędną. Wydaje się, że dotychczasowa praktyka polegająca na badaniu dokumentów przez audytora przy okazji badania sprawozdania finansowego OSD jest w zupełności wystarczająca. W naszej ocenie to jest materia, która powinna być regulowana na poziomie Wytocznych Prezesa URE dotyczących opracowania i sprawozdawczości w zakresie Planu Rozwoju OSD. Proponuje się usunięcie pkt 2). Ponadto proponuje się zmianę (usunięcie fragmentu) pkt 3) jak niżej: ~~3) dokumenty potwierdzające realizację rzeczowo finansową inwestycji, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań oraz sprawozdanie finansowe za dany rok obrotowy, sporządzone na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym~~	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie z uwagi na fakt, że raportowanie ma dotyczyć inwestycji priorytetowych, zatem ich zakres będzie tworzył nadmiernego obciążenia administracyjnego. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji priorytetowych, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest

			<i>(Dz. U. z 2020 r. poz. 1415), zbadane przez biegłego rewidenta, zawierające w ramach ujawnień w informacji dodatkowej tego sprawozdania przedstawienie odpowiednich pozycji bilansu oraz rachunku zysków i strat potwierdzających prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit h.</i>	uzasadnione. Ponadto, skoro przedkładane są dokumenty w postaci umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań, to ich racjonalnym uzupełnieniem jest przedłożenie odpowiedniego oświadczenia końcowego
542.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Należy wskazać, że zaproponowane przepisy w zakresie potwierdzającym realizację rzeczowo – finansową inwestycji, przez biegłego rewidenta, firmę audytorską w terminie do 30 marca danego roku (co wynika z przepisów Ustawy o rachunkowości) będzie miało wpływ na inne mechanizmy związane z potwierdzaniem realizacji inwestycji, ich rozliczenia i ujęcia w taryfie. Zatwierdzone sprawozdanie finansowe może mieć ostateczną datę zatwierdzenia 30.06 - zgodnie z Ustawą o rachunkowości art. 53: „Roczne sprawozdanie finansowe jednostki, z zastrzeżeniem ust. 2b, podlega zatwierdzeniu przez organ zatwierdzający, nie później niż 6 miesięcy od dnia bilansowego” Postulat: proponujemy wskazać w projektowanym przepisie, że potwierdzenie realizacji planu rzeczowo – finansowego inwestycji, powinno nastąpić po uzyskaniu zatwierdzenia sprawozdania finansowego przez Organ Zatwierdzający przedsiębiorstwa energetycznego. To pozwoli na przekazanie pełnowartościowego dokumentu do URE w terminie maksymalnym do 30 czerwca danego roku.	Uwaga nieuwzględniona Konieczność przedkładania Prezesowi URE dokumentów potwierdzających realizację harmonogramu rzeczowo-finansowego wynika z faktu, że realizacja tych inwestycji powiązana jest z dodatkowym wynagrodzeniem. Ponadto, sprawozdanie finansowe zbadane przez biegłego rewidenta dotyczy jedynie wąskiego obszaru odnoszącego się do realizacji inwestycji, o charakterze priorytetowym i nie jest zależne od sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa

643.	Art. 1 pkt 23 lit. I projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18a pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W projektowanym art. 16 ust. 18a pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne zobowiązano operatora systemu przesyłowego do przekazywania Prezesowi URE szczegółowych informacji i dokumentacji dotyczącej inwestycji sieciowych. Treść przepisu wskazuje otwarty zakres dokumentów. OSP obecnie prowadzi jednocześnie ok. 150 projektów inwestycyjnych, z których każdy posiada bardzo rozbudowaną dokumentację, która w większości może być uznawana jako „dokumenty potwierdzające realizację rzeczowo–finansową inwestycji.” W związku z tym proponowany przepis rodzi ryzyko obowiązku przedkładania ogromnej liczby dokumentów, co wydaje się wymogiem nadmiarowym i niezwykle czasochłonnym. Wprowadzenie takiego obowiązku wydaje się być nadmierowe w związku z obowiązkiem złożenia oświadczenia o zakończeniu planowanych inwestycji i spełnieniu przez nie wymagań określonych w PRSP, pod groźbą odpowiedzialności karnej, na podstawie projektowanego art. 16 ust. 18a pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne. W wyjaśnieniu należy wskazać, że Prezes URE, zgodnie z art. 28 ustawy - Prawo energetyczne, jest uprawniony do wglądu do ksiąg rachunkowych oraz może żądać informacji o projektach inwestycyjnych przedsiębiorstwa energetycznego. Stosując się literalnie do projektowanych zapisów należałoby przedstawiać wszystkie faktury, umowy i inne spisane zobowiązania, których będzie znaczna liczba, a które nie wniosą dodatkowych informacji ponad informacje zbiorcze w zakresie realizacji poszczególnych inwestycji ujętych w pkt 1 ust. 18a. Należy wskazać ponadto, że dokumentem potwierdzającym realizację rzeczowo–finansową inwestycji jest informacja objęta pkt 1 ust. 18a. Realizacja powyższego przepisu wymagałaby zaangażowania dodatkowych zasobów. W przypadku jego utrzymania zasadne jest by nakłady i koszty z tym związane, jako składniki taryfy, zostały uwzględnione w OSR. Proponuje się skreślić w art. 1 pkt 23 lit. I ust. 18a z art. 16.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie z uwagi na fakt, że raportowanie ma dotyczyć inwestycji wskazanych jako priorytetowe w harmonogramie rzeczowo-finansowym, zatem ich zakres będzie tworzył nadmiernego obciążenia administracyjnego. Ponadto, zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Analogiczne rozwiązanie zostało zawarte w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.)
644.	Art. 1 pkt 23 lit. I projektu ustawy w zakresie art. 16 ust.	PTPiREE	Z uwagi na złożoność procesu budowlanego, w tym pozyskania praw do gruntów dla planowanych tras inwestycji liniowych oraz skalę zadań inwestycyjnych OSD powinni mieć możliwość elastyczności w realizacji zadań w tym także w ujmowaniu w sprawozdaniu nowych zadań wynikających z bieżących potrzeb użytkowników systemu.	Uwaga nieuwzględniona Zmiana przepisów ma na celu zachętę i

	18b ustawy - Prawo energetyczne		Ponadto trudno jest, aby stan wykonania planu nie mógł być mniejszy, niż 85% <u>wykonania planu</u>. Propozycja brzmienia przepisu: 18b. Rozliczenie wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o którym mowa w ust. 7 pkt 7, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji, ~~przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania planu.~~	zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Ponadto, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od praktyki legislacyjnej na tle analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1).
645.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18b ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Konstrukcja dodanego przepisu w części: „o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania planu.” oraz z uzasadnienia do wprowadzenia tego przepisu do końca nie jest wiadomo, czy dotyczy 85% wykonanej inwestycji w sensie finansowym (wartości inwestycji - co wydaje się oczywiste w kontekście ponoszonych kosztów, włączanych następnie do taryfy) czy projektodawca ma na myśli np. postępy w pracach inwestycyjnych (rozumianych np. jako kamienie milowe) które są powiązane z umowami zawieranymi z wykonawcami na dany projekt. 2. należałoby doprecyzować, czy odniesienie się do 85% realizacji inwestycji dotyczy każdej inwestycji odrębnie czy zbiorczego wykonania planu rocznego inwestycji. Należy zwrócić uwagę, że doprecyzowanie tego przepisu jest o tyle ważne, że z Projektu wynika nowy art. 47 ust. 2h, zgodnie z którym „Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do korekty obowiązującej taryfy po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w zdaniu pierwszym.” (postulujemy również doprecyzowanie tego przepisu w kontekście ujęcia zwiększenia nakładów inwestycyjnych w stosunku do tego co było przedstawione w Planie).	Uwaga nieuwzględniona Za wykonanie inwestycji rozumie się postępy w pracach związane z kamieniami milowymi danej inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej

			Postulat: doprecyzowanie ww. przepisów.	weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Ponadto, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od praktyki legislacyjnej na tle analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1).
46.	Art. 1 pkt 23 lit. I projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18b ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Konstrukcja dodanego przepisu Art.16 ust. 18b w części: „o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania planu.” oraz z uzasadnienia do wprowadzenia tego przepisu do końca nie jest wiadomo, czy dotyczy 85% wykonanej inwestycji w sensie finansowym (wartości inwestycji - co wydaje się oczywiste w kontekście ponoszonych kosztów, włączanych następnie do taryfy) czy projektodawca ma na myśli np. postępy w pracach inwestycyjnych (rozumianych np. jako kamienie milowe) które są powiązane z umowami zawieranymi z wykonawcami na dany projekt. Należałoby doprecyzować, czy odniesienie się do 85% realizacji inwestycji dotyczy każdej inwestycji odrębnie czy zbiorczego wykonania planu rocznego inwestycji. Należy zwrócić uwagę, że doprecyzowanie tego przepisu jest o tyle ważne, że z Projektu wynika nowy art. 47 ust. 2h, zgodnie z którym „Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do korekty obowiązującej taryfy po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w zdaniu pierwszym.” (postulujemy również doprecyzowanie tego przepisu w kontekście ujęcia zwiększenia nakładów inwestycyjnych w stosunku do tego co było przedstawione w Planie). Postulujemy tym samym o doprecyzowanie ww. przepisów.	Uwaga nieuwzględniona Za wykonanie inwestycji rozumie się postępy w pracach związane z kamieniami milowymi danej inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Ponadto, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od praktyki legislacyjnej na tle

				analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1).
647.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18b ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne są ww. uwagi dot. harmonogramu rzeczowo-finansowego (pkt 12). Dodatkowo należy wskazać, że ustalenie progu wykonania inwestycji na poziomie 85% nie ma uzasadnienia merytorycznego. Co istotne, projekt nie precyzuje czy harmonogram ten powinien być wykonany w 85% w ujęciu rzeczowym czy finansowym (w tym jak szacować stopień realizacji elementów rzeczowych / finansowych). Propozycja zmian: w art. 16 ust. 18b otrzymuje brzmienie: „18b. Rozliczenie wykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego inwestycji, o którym mowa w ust. 7 pkt 7, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania planu.”	Uwaga nieuwzględniona Za wykonanie inwestycji rozumie się postępy w pracach związane z kamieniami milowymi danej inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Ponadto, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od praktyki legislacyjnej na tle analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której

				wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1)
648.	Art. 1 pkt 23 lit. I projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Celem projektowanego przepisu art. 16 ust. 18b ustawy - Prawo energetyczne jest wskazanie terminu rozliczenia harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji. Harmonogram ten jest przedstawiany i rozliczany w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 16. ust. 18 ustawy - Prawo energetyczne, w związku z tym dublowanie opracowania dokumentu jest powtórzeniem czynności wynikających z obecnych przepisów. Nie jest jasne w jakich okresach czasowych i za jakie okresy czasowe OSP ma obowiązek wykonywać rozliczenia harmonogramów rzeczowo-finansowych, w szczególności czasie, gdy następuje zatwierdzenie nowego planu rozwoju. Interpretacja proponowanych przepisów może prowadzić do wniosku, że inwestycja za dany okres musi być rozliczana dwukrotnie w odniesieniu do dwóch różnych planów rozwoju. Nie jest zrozumiałe określenie, że „stan wykonania w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania planu”. Wykonanie planu wynika z realizacji procesów inwestycyjnych, tj. czynników obiektywnych często niezależnych od OSP. Realizacja powyższego przepisu wymagałaby zaangażowania dodatkowych zasobów. W przypadku jego utrzymania zasadne jest by nakłady i koszty z tym związane, jako składniki taryfy, zostały uwzględnione w OSR. Proponuje się skreślić w art. 1 pkt 23 lit. I ust. 18b z art. 16.	Uwaga nieuwzględniona Za wykonanie inwestycji rozumie się postępy w pracach związane z kamieniami milowymi danej inwestycji. Ponadto, projektowane przepisy dotyczą inwestycji o charakterze priorytetowym, których realizacja powiązana jest z dodatkowym wynagrodzeniem i Roczny rozliczeniem dotyczącego ich harmonogramu rzeczowo-finansowego. Co więcej, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1) a w przypadku opóźnień można zwrócić się do Prezesa URE o stosowne przedłużenie.
649.	Art. 1 pkt 23 lit. I projektu ustawy w zakresie art. 16 ust.	Energa S.A.	Propozycja: 18b. Rozliczenie wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o którym mowa w ust. 7 pkt 7, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od	Uwaga nieuwzględniona Za wykonanie inwestycji rozumie się postępy w

	18b ustawy - Prawo energetyczne		dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% nakładów z wykonania planu poprzedniego roku. Uzasadnienie: Należy określić dokładnie co oznacza 85% powinna być to wartość nakładów inwestycyjnych.	pracach związane z kamieniami milowymi danej inwestycji. Ponadto, przyjęty stopień realizacji jest łagodniejszy od praktyki legislacyjnej na tle analogicznego rozwiązania zawartego w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.), w której wynosi 95% (art. 52 ust. 2 pkt 1).
650.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18c ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Propozycja zakłada, że przedłużenie terminu na wykonanie harmonogramu finansowego inwestycji będzie możliwe „w uzasadnionych przypadkach”. Uwarunkowanie możliwości wydłużenia terminu realizacji także zaistnieniem „przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego” jest nadmiernie restrykcyjne. Dokonując oceny, że dana okoliczność ma charakter niezależny od strony, należy wykazać z jednej strony faktyczną niemożność dopełnienia czynności w określonych warunkach, a z drugiej brak zawinienia podmiotu mającego tę czynność wykonać, a więc m.in. brak winy nieumyślnej. Wykazanie ww. przesłanek komplikuje (lub może nawet uniemożliwić), faktyczne skorzystanie z możliwości przedłużenia terminu na wykonanie harmonogramu. Zasadne wydaje się uwarunkowanie możliwości przedłużenia terminu od zaistnienia uzasadnionych przyczyn (które będą podlegać ocenie Prezesa URE). Należy przy tym wskazać, że wina nieumyślna operatora nie powinna wykluczać możliwości wydłużenia terminu. Propozycja zmian: w art. 16 ust. 18c otrzymuje brzmienie: „18c. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, ~~wynikających z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego~~, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może przedłużyć termin na wykonanie harmonogramu ~~rzeczowe~~ finansowego inwestycji, o którym mowa w ust. 7 pkt 7, na oznaczony okres, pod warunkiem przekazania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przyczynach przewidywanego niewykonania tego harmonogramu w zakresie, o którym mowa	Uwaga nieuwzględniona Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione, tym samym przedłużenie terminu na wykonanie harmonogramu finansowego inwestycji powinno być uzasadnione zaistnieniem przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego.

			w ust. 18b, w terminie 30 dni od ich wystąpienia, wraz z proponowanym okresem przedłużenia jego wykonania.”,	
551.	Art. 1 pkt 23 lit. l projektu ustawy w zakresie art. 16 ust. 18c ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis projektowanego art. 16 ust. 18c ustawy - Prawo energetyczne jest niezrozumiały, gdyż harmonogram rzeczowo-finansowy jest integralną częścią planu i ma być opracowywany co 2 lata, i w związku z tym nie ma potrzeby opracowywania go powtórnie. Konieczność pozyskiwania w każdym przypadku zgody Prezesa URE na zmianę w harmonogramie rzeczowo – finansowym przeniosłaby w praktyce ciężar zarządzania procesem inwestycyjnym na organ regulacyjny. W wyjaśnieniu należy wskazać, że Prezes URE już na podstawie obecnie obowiązujących przepisów ma odpowiednie środki do sprawowania kontroli nad realizacją planów rozwoju OSP, zarówno w zakresie nakładów, jak i harmonogramu procesów inwestycyjnych. Proponuje się skreślić w art. 1 pkt 23 lit. l ust. 18c z art. 16.	Uwaga nieuwzględniona Nie ma konieczności uzgadniania z Prezesem URE w każdym przypadku, a jedynie odnośnie inwestycji o charakterze priorytetowym, za które przedsiębiorstwo energetyczne pobiera stosowne dodatkowe wynagrodzenie. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwych środków do weryfikacji postępów przez Prezesa URE jest uzasadnione.
552.	Art. 1 pkt 23 lit. m projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 16 ust. 24 ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Nie ma jasnych przesłanek dla nakładania na OSD obowiązku informowania OSP o wszystkich nowych odbiorcach powyżej 100 m ³ /h, którym OSD wydał warunki przyłączenia i zawarł umowę o przyłączenie do sieci gazowej. Na przestrzeni I kwartału 2021 r. w ramach obsługi 363 wystąpień o warunki przyłączenia klientów deklarujących pobór pow. 100 m ³ /h zostało zawartych jedynie 104 umowy o przyłączenie. W całej bazie PSG konwersja warunków o przyłączenie na umowy wynosi około 50%. Potwierdza to, że informacja powyższa wydaje się dla OSP nadmiarowa. To na OSD ciąży obowiązek planowania rozwoju sieci i zgłaszania zapotrzebowania do OSP. PSG kilkakrotnie wnioskowało do OSP o zgodę na rozbudowę procedury zawartej w IRiESP związanej z przekazywaniem informacji o prognozowanym zwiększeniu zapotrzebowania na moc na stacjach zasilających	Uwaga uwzględniona.

			wynikających z planowanych przyłączeń na sieci OSD – prognoza przydziału przepustowości. OSP skutecznie odmawiało wprowadzenia stosownych zmian do IRiESP. Tym bardziej dziwi obecny wniosek i chęć zbierania danych o potencjalnych indywidualnych odbiorcach gazu, które mogą zawierać dane nie potrzebne dla OSP. Analizy wymaga czy OSD może przekazywać szczegółowe dane o potencjalnych odbiorcach gazu do OSP, które mogą być danymi wrażliwymi. Należy wskazać, że takie działanie nie przynosi korzyści dla OSD, a będzie dla dużym obciążeniem i będzie generowało dodatkowe koszty operacyjne. Zwracamy uwagę na fakt, że OSP nie publikuje dostępnych przepustowości w punktach wyjścia z systemu przesyłowego i nie ma takiego obowiązku. Dla rozwoju dystrybucyjnego systemu gazowego jest to informacja niezbędna, do prawidłowego planowania inwestycji związanych ze zwiększeniem przepustowości punktów łączących system przesyłowy z systemem dystrybucyjnym, co ułatwi planowanie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu przyłączania nowych odbiorców. Ponadto ułatwiłoby przekazywanie informacji przez OSD przyszłym odbiorcami końcowymi oraz odbiorcom, którzy planują zwiększenie poboru paliwa gazowego. W związku z tym proponujemy dodanie zapisu w §. 16 ust. 24. Obecnie OSD nie wie, czy swojego odbiorcę będzie mogło de facto przyłączyć, dotyczy to obszarów gdzie OSD musi dokonać zwiększenia przydziału przepustowości (PP) i nie ma nawet roboczej informacji czy zwiększenie będzie możliwe Wykreślenie zmiany oraz Proponujemy zmianę umożliwiającą prowadzenie współpracy w zakresie rozwoju systemów: Art. 16 ust. 24: 24. Operator systemu przesyłowego gazowego publikuje i na bieżąco aktualizuje informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno - pomiarowymi tych punktów.	
653.	Art. 1 pkt 23 lit. m projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 16 ust. 24 ustawy -	Urząd Regulacji Energetyki	W proponowanym przepisie znajduje się odniesienie do prognozowanego zużycia podmiotów przyłączonych do sieci gazowej dystrybucyjnej („...dla podmiotów o prognozowanym zużyciu powyżej 100 m³/h. ...”). Zasadne wydaje się doprecyzowanie o zużycie jakich nośników energii chodzi. W kontekście tworzenia zdekarbonizowanych rynków gazu w systemie możliwe będą różne gazy, w tym gaz ziemny, biogaz, biometan, wodór. Należy dostosować użyte jednostki zgodnie z treścią zapisu i intencją projektodawcy co do wymaganego kryterium realizacji nowego obowiązku operatorów, tj. czy chodzić ma o zużycie,	Uwaga uwzględniona. Treść art. 16 ust. 24 została zmieniona – zgłoszona uwaga utraciła aktualność.

	Prawo energetyczne		czy o moc przyłączenia. W nomenklaturze gazowej (gazu ziemnego) zużycie określone jest miarą ilości, jak m ³ , kWh, natomiast w proponowanym zapisie użyto jednostki odnoszącej się do mocy.	
554.	Art. 1 pkt 23 lit. m projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 16 ust. 24 ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Wymiana informacji o przyłączach <u>Propozycja:</u> Zmiana at. 16 ust. 24 Prawa Energetycznego ~~24. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazuje do 20 dnia każdego miesiąca operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego gazowego informacje o wydanych w poprzednim miesiącu warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz o zawartych umowach o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej dla podmiotów o prognozowanym zużyciu powyżej 100 m³/h. Informacje, o których mowa w zdaniu pierwszym, powinny w szczególności zawierać adres punktu poboru gazu oraz prognozowane zużycie w latach kolejnych.~~ Operator systemu przesyłowego gazowego publikuje i na bieżąco aktualizuje informacje o dostępnych rezerwach przepustowości w punktach wyjścia do dystrybucyjnych sieci gazowych wraz z aktualnymi parametrami techniczno - pomiarowymi tych punktów; <u>Uzasadnienie:</u> Nie ma jasnych przesłanek dla nakładania na operatora systemu dystrybucyjnego obowiązku informowania operatora systemu przesyłowego o wszystkich nowych odbiorcach powyżej 100 m³/h, którym operator systemu dystrybucyjnego wydał warunki przyłączenia i zawarł umowę o przyłączenie do sieci gazowej. Na przestrzeni pierwszego kwartału 2021 r. w ramach obsługi 363 wystąpień o warunki przyłączenia klientów deklarujących pobór pow. 100 m³/h zostało zawartych jedynie 104 umowy o przyłączenie. W całej bazie Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. konwersja warunków o przyłączenie na umowy wynosi około 50%. Potwierdza to, że informacja powyższa wydaje się dla operatora systemu przesyłowego nadmiarowa. To na operatorze systemu dystrybucyjnego ciąży obowiązek planowania rozwoju sieci i zgłaszania zapotrzebowania do operatora systemu przesyłowego. Polska Spółka Gazownictwa sp z. o.o. kilkakrotnie wnioskowała do operatora systemu przesyłowego o zgodę na rozbudowę procedury zawartej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej związanej z przekazywaniem informacji o prognozowanym zwiększeniu zapotrzebowania na moc na stacjach zasilających wynikających z planowanych przyłączy na sieci operatora systemu dystrybucyjnego – prognoza przydziału przepustowości. Operator systemu przesyłowego skutecznie odmawiał wprowadzenia stosownych zmian do instrukcji. Tym bardziej zaskakujący jest obecny wniosek i chęć zbierania danych o potencjalnych indywidualnych odbiorcach gazu, które mogą zawierać dane niepotrzebne dla operatora systemu przesyłowego. Analizy wymaga czy operator	Uwaga uwzględniona.

			systemu dystrybucyjnego może przekazywać szczegółowe dane o potencjalnych odbiorcach gazu do operatora systemu przesyłowego, które mogą być danymi wrażliwymi. Należy wskazać, że takie działanie nie przynosi korzyści dla operatora systemu dystrybucyjnego, a będzie dla dużym obciążeniem i będzie generowało dodatkowe koszty operacyjne. Zwracamy uwagę na fakt, że operator systemu przesyłowego nie publikuje dostępnych przepustowości w punktach wyjścia z systemu przesyłowego i nie ma takiego obowiązku. Dla rozwoju dystrybucyjnego systemu gazowego jest to informacja niezbędna, do prawidłowego planowania inwestycji związanych ze zwiększeniem przepustowości punktów łączących system przesyłowy z systemem dystrybucyjnym, co ułatwi planowanie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu przyłączania nowych odbiorców. Ponadto ułatwiłoby przekazywanie informacji przez operatora systemu dystrybucyjnego przyszłym odbiorcom końcowym oraz odbiorcom, którzy planują zwiększenie poboru paliwa gazowego. W związku z tym proponujemy dodanie odpowiedniego postanowienia w art. 16 ust. 24 Prawa Energetycznego. Obecnie operator systemu dystrybucyjnego nie wie, czy swojego odbiorcę będzie mogło de facto przyłączyć, dotyczy to obszarów gdzie operator systemu dystrybucyjnego musi dokonać zwiększenia przydziału przepustowości (PP) i nie ma nawet roboczej informacji, czy zwiększenie będzie możliwe.	
655.	Art. 1 pkt 23 projektu ustawy w zakresie art. 16 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się dodanie w art. 16 kolejnej jednostki redakcyjnej statuującej obowiązek informowania przez operatora systemu przesyłowego co miesiąc operatorów systemów dystrybucyjnych o dostępnych przepustowościach w punktach połączeń pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym. Wprowadzenie obowiązku informowania umożliwi operatorom systemów dystrybucyjnych bardziej efektywne zarządzanie siecią dystrybucyjną, a w przypadku odbiorców zmniejszy ryzyko, iż wniosek o przydział zdolności w punkcie wyjścia z sieci dystrybucyjnej zostanie rozpatrzony w terminie dłuższym niż 14 dni. Propozycja przepisu: „x. Operator systemu przesyłowego gazowego informuje operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, których sieci są przyłączone do systemu przesyłowego o dostępnych przepustowościach w punktach połączeń pomiędzy siecią przesyłową i dystrybucyjną najpóźniej w czwartym dniu każdego miesiąca.”.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zmieniono brzmienie art. 16 ust. 24, nakładając na OSP obowiązek publikowania tego rodzaju danych na swojej stronie internetowej.
656.	Art. 1 pkt 25 lit. a projektu ustawy w	Urząd Regulacji Energetyki	W projekcie zaproponowano dodanie w art. 23 ust. 2 nowego pkt 11f o treści: „wykonywanie decyzji Komisji Europejskiej i Agencji”. Należy zwrócić uwagę, że ze względu na zakres kompetencji tych instytucji przepis ten wymaga	Uwaga nieuwzględniona.

	zakresie art. 23 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja dodania pkt 11f		dookreślenia poprzez odniesienie się do konkretnych regulacji ustawy – Prawo energetyczne, definiujących kompetencje Prezesa URE. Należy zaznaczyć, że obie te instytucje wydają często decyzje w sposób bardzo ogólny określając zalecenia i nie wskazując wprost adresatów do których są one kierowane.	Przepis jest bezpośrednią implementacją dyrektywy, wskazanie konkretnych regulacji byłoby niecelowe z uwagi na znaczne zwiększenie stopnia skomplikowania treści przepisu.
657.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Jedną z kluczowych wytycznych zawartych w Prawie energetycznym, a wyrażoną w art. 45 ust. 1 ust. 1 prawa energetycznego, jest zagwarantowanie przedsiębiorstwom energetycznym, poprzez taryfę, pokrycia kosztów uznanych za uzasadnione oraz uzyskanie odpowiedniego wynagrodzenia w formie zwrotu z kapitału zaangażowanego w prowadzoną działalność. Aktualnie stosowany WACC dla OSD jest na zbyt niskim poziomie by sprostać wyzwaniom związanym ze zmieniającym się rynkiem energii. Proponowany 6% poziom stopy zwrotu z inwestycji jest podyktowany zmianą warunków makroekonomicznych – w związku z ekspansywną polityką monetarną (rekordowo niskie stopy procentowe oraz programy skupu aktywów realizowane przez NBP) – rentowność obligacji skarbowych jest obecnie znacząco obniżona i może nie stanowić właściwej reprezentacji stopy wolnej od ryzyka. Od 2011 roku przyjmowana przez Regulatora premia za ryzyko dla kapitału własnego wynosiła 5% i co roku była obniżana o 0,1 p.p. do roku 2015. W ostatnim roku taryfowym 2021 Prezes URE dostrzegając istotność tego parametru oraz uznając za uzasadnioną argumentację Przedsiębiorstw OSD w wyniku przyjął poziom 4,5% (wzrost z 4,2%). Pomimo częściowo zmienionej metodologii oraz przy obecnym poziomie oprocentowania obligacji nastąpi ogromny spadek WACC do poziomu 4,651% (stan na 05.2021), wobec bazowego WACC 5,507% w roku 2020 i 5,321% w roku taryfowym 2021. Obecne rynkowe premie za ryzyko dla kapitału własnego w Polsce kształtują się na poziomie 5,5% – 6,5%. Przyjęcie niższych poziomów niż te wynikające z niezależnych ogólnodostępnych rekomendacji giełdowych stawia inwestorów przed dylematem ograniczania inwestycji w sektorze dystrybucyjnym. Należy zwrócić uwagę, że to właśnie sektor dystrybucyjny został wskazany głównym uczestnikiem transformacji energetycznej w zakresie celów krajowych i unijnych w obszarze OZE, rozwoju rozproszonych zasobów energii i ograniczania emisji CO₂. Bez zagwarantowania stabilności przychodów OSD, w sytuacji gdy stopa zwrotu z kapitału trzeci rok z rzędu osiąga poziom najniższy w historii, nie przedsiębiorstwa OSD nie dysponują wystarczającymi środkami dla	Uwaga nieuwzględniona Przedstawiony postulat należy uznać za nieuzasadniony. Wpisanie konkretnej wysokości poziomu stopy zwrotu sprawi, że przedmiotowa regulacja nie będzie mieć wystarczająco elastycznego charakteru, dzięki któremu regulator może reagować i oceniać na zmieniającą się sytuację faktyczną.

			sfinansowania wymaganych inwestycji podstawowych (przyłączanie odbiorców i wytwórców, modernizacji i odtwarzanie sieci) oraz strategicznych (m.in. program instalacji inteligentnych liczników, program skablowania sieci). Dzisiejsze podejście wymaga wsparcia OSD dla osiągnięcia celów stawianych przed Polską oraz całym sektorem elektroenergetycznym. W całej UE następuje szybki wzrost zainstalowanych mocy w instalacjach OZE oraz rozwój instalacji prosumenckich. Zmieniające się uwarunkowania tworzą przestrzeń dla nowych rozwiązań i produktów, które mogą wykorzystywać uczestnicy rynku energii do zmiany swojej roli w systemie. Tworzy się system energetyczny oparty w dużej części na rozproszonym i zmiennym wytwarzaniu, gdzie jednokierunkowy przepływ energii elektrycznej przechodzi do przeszłości, ustępując przepływowi dwukierunkowemu. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) stanowią centrum tej transformacji. Przyłączanie rozproszonych, niesterowalnych źródeł energii niesie znaczące wyzwania dla wykonywania podstawowych obowiązków operatorskich tj. zarządzania siecią i zapewnienia jej stabilności, ale równocześnie daje możliwości w zakresie wykorzystania tych źródeł w zarządzaniu i planowaniu rozwoju sieci OSD. Niesie to za sobą konieczność rozwoju infrastruktury OSD i poniesienia niezbędnych do realizacji tego celu wydatków. W styczniu br. zostało zaprezentowane opracowanie Eurelectric "Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition", w którym pomimo, iż nakłady inwestycyjne konieczne do realizacji w Polsce zostały policzone bardzo ostrożnie to w perspektywie 2030 r. szacowane są na 25 mld euro. Musi to zostać niezwłocznie odzwierciedlone w taryfach sieciowych przedsiębiorstw energetycznych. Propozycja zmian: g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 16 ust. 1 pkt 7, w tym wskaźnik zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatora systemu przesyłowego oraz dla operatorów systemów dystrybucyjnych posiadających co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tych operatorów w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.	
558.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają ww. uwagi dot. określania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych (pkt 11). Ponadto należy wskazać na brak dostatecznego uzasadnienia dla ustalania różnego poziomu WACC dla inwestycji priorytetowych oraz kapitału własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zewnętrznego. Projektowane przepisy uniemożliwiają ustalenie jasnych zasad wynagradzania kapitału, nie określają	Uwaga nieuwzględniona Przedstawiony postulat należy uznać za nieuzasadniony.

	dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g i h ustawy Prawo energetyczne		rozłącznych zbiorów inwestycji (projekty priorytetowe są finansowane z kapitału własnego oraz z dotacji), co może prowadzić do problemów z prawidłowym zaklasyfikowaniem wydatków inwestycyjnych. Dodatkowo należy uznać, że brak obowiązku konsultowania przez Prezesa URE nowych zasad ustalania WACC z przedsiębiorstwami energetycznymi stanowi nadmierne uprawnienie regulatora względem uczestników rynku. Proponuje się usunięcie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g i h.	Wpisanie konkretnej wysokości poziomu stopy zwrotu sprawi, że przedmiotowa regulacja nie będzie mieć wystarczająco elastycznego charakteru, dzięki któremu regulator może reagować i oceniać na zmieniającą się sytuację faktyczną.
559.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Jedną z kluczowych wytycznych zawartych w Prawie energetycznym, a wyrażoną w art. 45 ust. 1 ust. 1 prawa energetycznego, jest zagwarantowanie przedsiębiorstwom energetycznym, poprzez taryfę, pokrycia kosztów uznanych za uzasadnione oraz uzyskanie odpowiedniego wynagrodzenia w formie zwrotu z kapitału zaangażowanego w prowadzoną działalność. Aktualnie stosowany WACC dla OSD jest na zbyt niskim poziomie by sprostać wyzwaniom związanym ze zmieniającym się rynkiem energii. Proponowany 6% poziom stopy zwrotu z inwestycji jest podyktowany zmianą warunków makroekonomicznych – w związku z ekspansywną polityką monetarną (rekordowo niskie stopy procentowe oraz programy skupu aktywów realizowane przez NBP) – rentowność obligacji skarbowych jest obecnie znacząco obniżona i może nie stanowić właściwej reprezentacji stopy wolnej od ryzyka. Od 2011 roku przyjmowana przez Regulatora premia za ryzyko dla kapitału własnego wynosiła 5% i co roku była obniżana o 0,1 p.p. do roku 2015. W ostatnim roku taryfowym 2021 Prezes URE dostrzegając istotność tego parametru oraz uznając za uzasadnioną argumentację Przedsiębiorstw OSD w wyniku przyjął poziom 4,5% (wzrost z 4,2%). Pomimo częściowo zmienionej metodologii oraz przy obecnym poziomie oprocentowania obligacji nastąpi ogromny spadek WACC do poziomu 4,651% (stan na 05.2021), wobec bazowego WACC 5,507% w roku 2020 i 5,321% w roku taryfowym 2021. Obecne rynkowe premie za ryzyko dla kapitału własnego w Polsce kształtują się na poziomie 5,5% – 6,5%. Przyjęcie niższych poziomów niż te wynikające z niezależnych ogólnodostępnych rekomendacji giełdowych stawia inwestorów przed dylematem ograniczania inwestycji w sektorze dystrybucyjnym. Należy zwrócić uwagę, że to właśnie sektor dystrybucyjny został wskazany głównym uczestnikiem transformacji energetycznej w zakresie celów krajowych i unijnych w obszarze OZE, rozwoju rozproszonych zasobów energii i ograniczania emisji CO₂. Bez zagwarantowania stabilności przychodów OSD, w sytuacji gdy stopa	Uwaga nieuwzględniona Przedstawiony postulat należy uznać za nieuzasadniony. Wpisanie konkretnej wysokości poziomu stopy zwrotu sprawi, że przedmiotowa regulacja nie będzie mieć wystarczająco elastycznego charakteru, dzięki któremu regulator może reagować i oceniać na zmieniającą się sytuację faktyczną.

			zwrotu z kapitału trzeci rok z rzędu osiąga poziom najniższy w historii, nie przedsiębiorstwa OSD nie dysponują wystarczającymi środkami dla sfinansowania wymaganych inwestycji podstawowych (przyłączanie odbiorców i wytwórców, modernizacji i odtwarzanie sieci) oraz strategicznych (m.in. program instalacji inteligentnych liczników, program skablowania sieci). Dzisiejsze podejście wymaga wsparcia OSD dla osiągnięcia celów stawianych przed Polską oraz całym sektorem elektroenergetycznym. W całej UE następuje szybki wzrost zainstalowanych mocy w instalacjach OZE oraz rozwój instalacji prosumenckich. Zmieniające się uwarunkowania tworzą przestrzeń dla nowych rozwiązań i produktów, które mogą wykorzystywać uczestnicy rynku energii do zmiany swojej roli w systemie. Tworzy się system energetyczny oparty w dużej części na rozproszonym i zmiennym wytwarzaniu, gdzie jednokierunkowy przepływ energii elektrycznej przechodzi do przeszłości, ustępując przepływowi dwukierunkowemu. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) stanowią centrum tej transformacji. Przyłączanie rozproszonych, niesterowalnych źródeł energii niesie znaczące wyzwania dla wykonywania podstawowych obowiązków operatorskich tj. zarządzania siecią i zapewnienia jej stabilności, ale równocześnie daje możliwości w zakresie wykorzystania tych źródeł w zarządzaniu i planowaniu rozwoju sieci OSD. Niesie to za sobą konieczność rozwoju infrastruktury OSD i poniesienia niezbędnych do realizacji tego celu wydatków. W styczniu br. zostało zaprezentowane opracowanie Eurelectric "Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition", w którym pomimo, iż nakłady inwestycyjne konieczne do realizacji w Polsce zostały policzone bardzo ostrożnie to w perspektywie 2030 r. szacowane są na 25 mld euro. Musi to zostać niezwłocznie odzwierciedlone w taryfach sieciowych przedsiębiorstw energetycznych. Propozycja zmian: g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 16 ust. 1 pkt 7, w tym wskaźnik zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatora systemu przesyłowego oraz dla operatorów systemów dystrybucyjnych posiadających co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tych operatorów w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.	
560.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu	TAURON Polska Energia	W związku z propozycją zmiany zawartej we wcześniejszej uwadze, proponujemy modyfikację zapisu dotyczącego źródeł wsparcia. Propozycja brzmienia przepisu:	Uwaga częściowo uwzględniona

	ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h ustawy Prawo energetyczne		„h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych, międzynarodowych funduszy lub programów”	Treść przepisu została zmieniona. Odnośnie subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych wskazano, że chodzi o przyznane środki, co oznacza środki uzyskane oraz te, co do których została wydana pozytywna decyzja o przyznaniu, ale jeszcze nie zostały wypłacone
561.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W związku z propozycją zmiany zawartej we wcześniejszej uwadze, proponujemy modyfikację zapisu dotyczącego źródeł wsparcia. Propozycja przepisu: „h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych, międzynarodowych funduszy lub programów”	Uwaga częściowo uwzględniona Treść przepisu została zmieniona. Odnośnie subwencji, dotacji, pożyczek bezzwrotnych wskazano, że chodzi o przyznane środki, co oznacza środki uzyskane oraz te, co do których została wydana pozytywna decyzja o przyznaniu, ale jeszcze nie zostały wypłacone
562.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponuje się doprecyzować, że w odróżnieniu od lit. g, gdzie mowa o stopie zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację inwestycji wyłącznie w ramach zadań priorytetowych z art. 16 ust. 1 pkt 7, w lit h wskazuje się, że PURE ustala stopę zwrotu z kapitału własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną i innym podobnym źródłem finansowania z programów krajowych i międzynarodowych na realizację wszystkich zadań określonych w wytycznych z art. 16 ust. 1 określanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3a. Takie doprecyzowanie jest zgodne z intencją projektodawcy, ponieważ uzasadnienie projektu (s. 27) wprost wskazuje, że dodanie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit g i h ma na celu nadanie Prezesowi URE uprawnienia w zakresie formułowania przedmiotowych stop wzrostu, które pełnią istotną, motywującą rolę we wprowadzanym systemie wpływu na kształtowanie i realizację planów rozwoju	Uwaga uwzględniona

			sieci. W związku z czym zasadnym byłoby wskazanie, że chodzi o pozyskiwanie środków z finansowania zewnętrznego na realizację wszystkich zadań, które Prezes URE określa i zatwierdza zgodnie z art. art. 23 ust. 2 pkt 3a. Propozycja zmian: h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną i innym źródłem finansowania z programów krajowych i międzynarodowych na realizację wszystkich zadań określonych w wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3a .”;	
563.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret pierwszy projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponuje się doprecyzować, że w odróżnieniu od lit. g, gdzie mowa o stopie zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację inwestycji wyłącznie w ramach zadań priorytetowych z art. 16 ust. 1 pkt 7, w lit h wskazuje się, że PURE ustala stopę zwrotu z kapitału własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną i innym podobnym źródłem finansowania z programów krajowych i międzynarodowych na realizację wszystkich zadań określonych w wytycznych z art. 16 ust. 1 określanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3a. Takie doprecyzowanie jest zgodne z intencją projektodawcy, ponieważ uzasadnienie projektu (s. 27) wprost wskazuje, że dodanie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit g i h ma na celu nadanie Prezesowi URE uprawnienia w zakresie formułowania przedmiotowych stop wzrostu, które pełnią istotną, motywującą rolę we wprowadzanym systemie wpływu na kształtowanie i realizację planów rozwoju sieci. W związku z czym zasadnym byłoby wskazanie, że chodzi o pozyskiwanie środków z finansowania zewnętrznego na realizację wszystkich zadań, które Prezes URE określa i zatwierdza zgodnie z art. art. 23 ust. 2 pkt 3a. Propozycja zmian: h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną i innym źródłem finansowania z programów krajowych i międzynarodowych na realizację wszystkich zadań określonych w wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3a .”;	Uwaga uwzględniona
564.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy -	PTPiREE	Projektowane brzmienie: <i>„3a) opracowywanie i publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art.16 ust. 1;”;</i> Uzasadnienie:	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić równowagę pomiędzy czasem niezbędnym dla przedsiębiorstw do

	Prawo energetyczne		Ze względu na złożoność Planu Rozwoju OSD muszą mieć czas na zapoznanie się z wytycznymi URE i wdrożenie wytycznych w procesy prowadzone w OSD. W przypadku wdrażania poprzedniego modelu trwało to ponad rok. W pkt 3a proponuje się wprowadzić termin opracowania i opublikowania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów. Powyższe wynika z konieczności uzyskania takich wytycznych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego przed rozpoczęciem prac nad opracowaniem projektu Planu Rozwoju, Zaproponowany termin umożliwi przystąpienie Operatora Systemu Dystrybucyjnego do prac nad projektem Planu Rozwoju wisusującymi się w terminy określone w ustawie. Opiniowany projekt ustawy co prawda wydłuża termin o 2 miesiące (z 31 marca na 31 maja), ale dodatkowo zakłada również konieczność dokonania konsultacji tego planu z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt na swojej stronie internetowej. Zatem wydłużenie czasu na opracowanie projektu Planu Rozwoju zostanie poświęcone na proces konsultacji. Dlatego proponujemy wprowadzenie terminu na opracowanie i publikowanie przez Prezesa URE wytycznych, aby zapewnić Operatorom Systemów Dystrybucyjnych możliwość przygotowanie projektów Planów Rozwoju, z uwzględnieniem przedmiotowych wytycznych Propozycja zapisów: <i>„3a) opracowywanie i publikowanie, nie później niż 12 miesięcy przed terminem określonym w art. 16 ust. 15a, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art.16 ust. 1;”,</i>	zapoznania się i wdrożenia wytycznych a potrzebą wprowadzenia regulacji w życie, uwzględniono zmianę terminu określonego w ust. 3 a i zmieniono go na 9 miesięcy.
665.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W odniesieniu do art. 23 ust. 2 pkt 3a, niejasnym jest dla nas, czy wytyczne co do kierunków rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych obejmować mają wszystkie rodzaje sieci i inwestycji, w tym także sieci ciepłownicze i przedsięwzięcia w obszarze ciepłownictwa, czy też odnosić się mają wyłącznie do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz przedsięwzięć w tym zakresie. Przedmiotowa kwestia powinna zostać wyjaśniona przez projektodawcę, w ramach odnoszenia się do złożonych – w ramach konsultacji – uwag.	Uwaga wyjaśniona Z uwagi na fakt, że sieci ciepłownicze są sieciami o charakterze lokalnym a ponadto zakres przedsięwzięć z nimi związanych jest uwarunkowany

				rozwojem miast za co odpowiada samorząd terytorialny, nie jest to odpowiedni obszar do planowania inwestycji priorytetowych na poziomie krajowym przez Prezesa URE i nie jest on objęty niniejszą regulacją.
666.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	W odniesieniu do art. 23 ust. 2 pkt 3a, niejasnym jest dla nas, czy wytyczne co do kierunków rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych obejmować mają wszystkie rodzaje sieci i inwestycji, w tym także sieci ciepłownicze i przedsięwzięcia w obszarze ciepłownictwa, czy też odnosić się mają wyłącznie do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz przedsięwzięć w tym zakresie. Przedmiotowa kwestia powinna zostać wyjaśniona przez projektodawcę, w ramach odnoszenia się do złożonych – w ramach konsultacji – uwag.	Uwaga wyjaśniona Z uwagi na fakt, że sieci ciepłownicze są sieciami o charakterze lokalnym a ponadto zakres przedsięwzięć z nimi związanych jest uwarunkowany rozwojem miast za co odpowiada samorząd terytorialny, nie jest to odpowiedni obszar do planowania inwestycji priorytetowych na poziomie krajowym przez Prezesa URE i nie jest on objęty niniejszą regulacją.
667.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	W odniesieniu do art. 23 ust. 2 pkt 3a, niejasnym jest dla nas, czy wytyczne co do kierunków rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych obejmować mają wszystkie rodzaje sieci i inwestycji, w tym także sieci ciepłownicze i przedsięwzięcia w obszarze ciepłownictwa, czy też odnosić się mają wyłącznie do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz przedsięwzięć w tym zakresie. Przedmiotowa kwestia powinna zostać wyjaśniona przez projektodawcę, w ramach odnoszenia się do złożonych – w ramach konsultacji – uwag.	Uwaga wyjaśniona Z uwagi na fakt, że sieci ciepłownicze są sieciami o charakterze lokalnym a ponadto zakres przedsięwzięć z nimi związanych jest uwarunkowany rozwojem miast za co odpowiada samorząd

				terytorialny, nie jest to odpowiedni obszar do planowania inwestycji priorytetowych na poziomie krajowym przez Prezesa URE i nie jest on objęty niniejszą regulacją.
568.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają ww. uwagi dot. określania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Proponuje się usunięcie art. 23 ust. 2 pkt 3a	Uwaga nieuwzględniona Zmiana podyktowana jest dodania nowej kompetencji Prezesowi URE dot. wytycznych . Dzięki opracowywaniu i publikowaniu w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń, zapewniona będzie jednolita formę planów
569.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Projektowany art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne wprowadza „Wytyczne Prezesa URE co do kierunków rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych”, które OSP powinien uwzględniać w opracowywanych planach rozwoju. Przepis ten nie precyzuje co dokładnie będą zawierać wytyczne oraz w jakim terminie Prezes URE powinien publikować wytyczne. Należy przy tym podkreślić, że przygotowanie każdej edycji planu rozwoju poprzedzane jest wielomiesięcznym procesem analitycznym, wspierającym określenie potrzeb inwestycyjnych w sieci przesyłowej. Biorąc pod uwagę, że niniejsza nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zmienia dodatkowo termin przekazania projektu planu rozwoju na 31 maja danego roku, OSP stoi na stanowisku, że w celu dotrzymania powyższego terminu przedłożenia projektu planu rozwoju do uzgodnienia przez Prezesa URE, wytyczne o których jest mowa w art. 23 ust. 2	Uwaga częściowo uwzględniona Aby zapewnić równowagę pomiędzy czasem niezbędnym dla przedsiębiorstw do zapoznania się i wdrożenia wytycznych a potrzebą wprowadzenia regulacji w życie, uwzględniono zmianę terminu określonego w

			pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne powinny być opublikowane najpóźniej do 30 kwietnia w roku poprzedzającym termin złożenia planu. Proponuje się uzupełnienie przepisu o: - zakres wytycznych Prezesa URE, - termin publikacji wytycznych przez Prezesa URE.	ust. 3 a i zmieniono go na 9 miesięcy. Prezes URE z racji pełnionej funkcji monitoruje rynek i ma wiedzę, gdzie występuje potrzeba podjęcia działań o charakterze priorytetowym. Zakres inwestycji priorytetowych ma charakter zmienny w czasie z uwagi na stan rozwoju rynku w danym okresie, zatem jego określenie w ustawie jest niecelowe i niemożliwe. Ponadto, ich realizacja nie jest obowiązkowa a jedynie oparta o system wynagradzania.
570.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się następujące brzmienie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne: „3a) opracowywanie i publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do oczekiwanego kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych z punktu widzenia regulacji przedsiębiorstw energetycznych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;”.	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana stanowi niewystarczająco jasne określenie inwestycji priorytetowych.
571.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret drugi w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 3a ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Propozycja zapisów: „3a) opracowywanie i publikowanie, nie później niż 9 miesięcy przed terminem określonym w Art. 6 ust. 15a, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art.16 ust. 1;”; Uzasadnienie: Ze względu na złożoność Planu Rozwoju OSD muszą mieć czas na zapoznanie się z wytycznymi URE i wdrożenie wytycznych w procesy prowadzone	Uwaga uwzględniona

			w Spółkach OSD. W przypadku wdrażania poprzedniego modelu trwało to ponad rok.	
572.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret czwarty w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Doprecyzowanie zakresu kontroli w kontekście Rozporządzenia 2019/943 <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 23 ust. 2 pkt 11 Prawa Energetycznego <i>11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów wykonawczych lub (...)</i> <u>Uzasadnienie:</u> Proponujemy doprecyzowanie niniejszego przepisu poprzez odniesienie wprost do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, ponieważ niniejsza zmiana ma na celu wyposażenie regulatora w uprawnienia kontrolne w kontekście Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.	Uwaga uwzględniona
573.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret czwarty w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Proponujemy doprecyzowanie niniejszego przepisu poprzez odniesienie wprost do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, ponieważ niniejsza zmiana ma na celu wyposażenie regulatora w uprawnienia kontrolne w kontekście Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Propozycja przepisu: w ust. 2: - pkt 11 otrzymuje brzmienie: <i>„kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów wykonawczych lub (...)”s</i>	Uwaga uwzględniona

674.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret czwarty projektu ustawy w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Dla uściślenia dodanie wyrazu elektroenergetycznego, gdyż podstawa prawna dla tego przepisu wynika z prawa UE dla sektora elektroenergetycznego. pkt 11 otrzymuje brzmienie: „11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 2019/943, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z aktów wykonawczych lub -	Uwaga uwzględniona
675.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret dziesiąty w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się doprecyzowanie treści art. 23 ust. 2 pkt 18b. Zaproponowana zmiana art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. d poprzez skreślenie wyrazu „częstotliwości” ma na celu uniknięcie wątpliwości interpretacyjnych (np. czy monitoring dotyczy częstotliwości zmian sprzedawcy przez odbiorcę lub częstotliwości dokonywanych zmian wśród odbiorców danego sprzedawcy). Należy monitorować ten obszar jak dotychczas – ilość zmian sprzedawcy w danej grupie taryfowej w danym okresie monitorowania. Należy także wskazać, że w projekcie brak jest definicji „usług w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego”, o których wspomina art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. e. 1. Projektowanemu art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. b ustawy – Prawo energetyczne proponuje się nadać brzmienie: „b) cen stosowanych przez sprzedawców energii dla odbiorców w gospodarstwie domowym, w tym cen stosowanych dla odbiorców w gospodarstwie domowym, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo – rozliczeniowy lub którzy zawarli umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej,”. 2. W art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. d proponuje się: - skreślić wyraz „częstotliwości”, - wyrazy „odłączenia od sieci” należy zastąpić wyrazami „wstrzymania dostaw energii elektrycznej”. 3. Art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. f: po wyrazach: „stosunku cen” należy dodać wyrazy: „stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej”. 4. Art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. g: wyrazy „opłat sieciowych” zastąpić należy wyrazami „opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych”.	Uwaga uwzględniona

			5. Art. 23 ust.2 pkt 18b lit. i i lit. j: zamiast: „właściwy krajowy organ ochrony konkurencji” powinno być: „Prezes UOKiK”.	
676.	Art. 1 pkt 25 lit. a tiret dziesiąty projektu ustawy w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się nowe brzmienie przepisu art. 23 ust. 2 pkt. 18b lit. b). W ustawie nie występuje definicja „inteligentnego systemu opomiarowania” lecz występuje jej odpowiednik „system pomiarowy” wprowadzony ostatnią nowelizacją ustawy - Prawo energetyczne. Propozycja brzmienia przepisu: b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym,	Uwzględnienie uwagi nr 675 konsumuje uwagę niniejszą
677.	Art. 1 pkt 25 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 23 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne - dodanie pkt. 19c po pkt 19b	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje poszerzenie katalogu zakresu działania Prezesa URE o wykonywanie zadań z rozporządzenia 2015/1222, w tym nadzoru nad NEMO. W art. 23 w ust. 2 po pkt 19b) dodaje się pkt 19c) w brzmieniu: „19c) wykonywanie zadań oraz korzystanie z uprawnień określonych dla organu regulacyjnego w art. 4 rozporządzenia 2015/1222 oraz współpraca z Agencją, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania tych zadań i uprawnień;”	Uwaga dodatkowa.
678.	Art. 1 pkt 25 lit. e projektu ustawy w zakresie art. 23 ust. 8 ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zaproponowane brzmienie art. 23 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, stanowiące realizację art. 59 ust. 1 lit. s dyrektywy 2019/944, nie zawiera pełnego odniesienia do regulacji zawartej we wskazanym w tym przepisie art. 5 tej dyrektywy, tj. odbiorców wrażliwych, ubogich energetycznie i innych korzystających z energii elektrycznej po cenach innych niż rynkowe.	Uwaga uwzględniona.
679.	Art. 1 pkt 25 projektu w zakresie art. 23m ustawy - Prawo energetyczne – dodanie pkt	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje poszerzenie obszaru współpracy Prezesa URE z innymi podmiotami (KNF i UOKiK) przy REMIT o CACM. art. 23m otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE, Przewodniczący Komisji Nadzoru Finansowego oraz Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów współpracują i wzajemnie przekazują informacje, w tym informacje prawnie chronione na podstawie	Uwaga dodatkowa.

	25a w pkt 1 projektu;		odrębnych przepisów, w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań wynikających z rozporządzenia 1227/2011 i rozporządzenia 2015/1222, w tym na potrzeby prowadzonej kontroli lub postępowania wyjaśniającego, o których mowa w art. 23b i 24a. Organy te są obowiązane zapewnić ochronę informacji przekazywanych na podstawie rozporządzenia 1227/2011 i rozporządzenia 2015/1222 oraz zapobiegać ich niezgodnemu z prawem wykorzystywaniu. 2. Do przekazywania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów informacji, o których mowa w ust. 1, stosuje się odpowiednio art. 73 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. 3. Organy, o których mowa w ust. 1, mogą zawierać porozumienia o współpracy i wymianie informacji.”;	
680.	Art. 1 pkt 26 projektu w zakresie dodawanego art. 23x ust. 1 pkt 5 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Kompetencja organu regulacyjnego, o której mowa w art. 62 ust. 1 lit. e) dyrektywy 2019/944, powinna być wykonywana „wspólnie z innymi organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu”. Proponuje się: Zmiana brzmienia art. 23x ust. 1 pkt. 5): 5) wspólnie z innymi organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu przedstawiania wniosków w zakresie przydzielenia regionalnym centrom koordynacyjnym ewentualnych dodatkowych zadań i uprawnień przez państwa członkowskie tego regionu pracy systemu;	Uwaga nieuwzględniona. Przepis wprost wskazuje, iż wszelkie zadania wymienione w ust. 1 wykonywane są przez Prezesa URE „w koordynacji z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu”.
681.	Art. 1 pkt 26 projektu w zakresie dodawanego art. 23x ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Brakuje dookreślenia w koordynacji z jakimi organami regulacyjnymi Prezes URE realizuje swoje kompetencje, określone w art. 23x ust. 2. Zgodnie z art. 62 ust. 1 dyrektywy 2019/944 są to regionalne organy regulacyjne regionu pracy systemu, gdzie siedzibę ma regionalne centrum koordynacyjne. Proponuje się: Zmiana brzmienie art. 23x ust. 2: 2. W przypadku, gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego, Prezes URE w ścisłej koordynacji z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu, jest obowiązany do corocznego przedkładania Agencji sprawozdania z monitorowania działania koordynacji systemu zgodnie z art. 46 rozporządzenia 2019/943.	Uwaga uwzględniona.
682.	Art. 1 pkt 26 projektu w zakresie dodawanego art. 23x ustawy -	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Uzupełnienie ustawy o przepis umożliwiający Prezesowi URE podejmowanie działań wobec regionalnych centrów koordynacyjnych z siedzibą na terenie innych państw członkowskich w ramach danego regionu pracy systemu. Dotychczasowe brzmienie umożliwiało Prezesowi URE podejmowanie działań wyłącznie w stosunku do regionalnych centrów koordynacyjnych, których siedziba zostanie ustanowiona na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.	Uwaga uwzględniona.

	Prawo energetyczne – dodanie nowego ustępu		Takie rozszerzenie zakresu uprawnień Prezesa URE stanowi implementację art. 62 ust. 1 Dyrektywy 2019/944, który przewiduje kompetencje organów regulacyjnych z danego regionu pracy systemu względem regionalnych centrów koordynacyjnych, niezależnie w którym państwie członkowskim ma mieć siedzibę dane regionalne centrum koordynacji. Propozycja zmian: Dodanie do art. 23x ustępu 4 w brzmieniu: 4. Prezes URE w koordynacji z organami regulacyjnymi regionu pracy systemu, gdzie siedzibę ma regionalne centrum koordynacyjne, realizuje uprawnienia, o których mowa w ust. 1 i ust. 2, również w przypadku, gdy siedziba tego regionalnego centrum koordynacyjnego zostanie ustanowiona na terytorium innego państwa członkowskiego z danego regionu pracy systemu.” Dotychczasowy ustęp 4. zmieni numer na 5 w brzmieniu: 5. Realizując uprawnienia, o których mowa w ust. 1–3 1-4, Prezes URE może: 1) żądać od regionalnych centrów koordynacyjnych informacji związanych z wykonywaniem tych uprawnień; 2) prowadzić inspekcje, w tym niezapowiedziane, w obiektach regionalnych centrów koordynacyjnych; 3) wydawać decyzje, w uzgodnieniu z organami regulacyjnymi z danego regionu pracy systemu, w sprawach regionalnych centrów koordynacyjnych.	
583.	Art. 1 pkt 26 projektu w zakresie dodawanego art. 23x ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Projektowana treść art. 23x ustawy – Prawo energetyczne budzi wątpliwości co do zgodności z postanowieniami rozporządzenia 2019/943. Zgodnie z projektowaną treścią ww. przepisu, Prezes URE będzie organem właściwym do zatwierdzenia wniosku o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego w przypadku gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego. Tymczasem art. 35 ust 1 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że organy regulacyjne zatwierdzają wniosek operatora systemu przesyłowego o utworzenie regionalnego centrum koordynacyjnego niezależnie od jego siedziby. Należy zwrócić uwagę, że obecnie OSP składają wspólny wniosek ale każdy z nich do właściwego dla siebie organu regulacyjnego, który po uzgodnieniu pomiędzy regulatorami podlega zatwierdzeniu indywidualnie przez każdego regulatora.	Uwaga uwzględniona.
584.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy	Urząd Regulacji Energetyki	URE, co do zasady, popiera ideę piaskownic regulacyjnych. Prezes URE (jako członek Rady Programowej SKER) brał już udział w kilku turach konsultacji projektu propozycji legislacyjnych umożliwiających przeprowadzanie projektów pilotażowych w formule „regulatory sandbox” z wyłączeniem bądź ograniczeniem	Uwaga uwzględniona w zakresie ograniczenia zakresu regulacji do

	w zakresie dodawanego art. 24b ustawy - Prawo energetyczne		wymogów prawnych i regulacyjnych obowiązujących przedsiębiorstwa energetyczne oraz użytkowników systemu. Przedstawione w ww. projekcie propozycje rozwiązań zostały wypracowane w ramach konsultacji partnerów projektu KlastER (przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii, AGH w Krakowie oraz Narodowego Centrum Badań Jądrowych). Z ostatnich ustaleń wynikało, że zwolnienia regulacyjne mają dotyczyć wyłącznie rynku energii elektrycznej. W projekcie ustawy został przedstawiony odmienny projekt dot. odstępstw regulacyjnych. Wskazać należy, że zaproponowana regulacja jest ogólna i posługująca się wieloma nieostrymi pojęciami, które utrudnią lub uniemożliwią jej stosowanie. W projektowanych przepisach brak jest m.in.: przesłanek, jakimi powinien kierować się Prezes URE przyznając odstępstwo, procedury postępowania projektowego, trybu przeprowadzania kontroli podmiotu, który uzyskał odstępstwo, brak elementów decyzji o przyznaniu odstępstwa, brak przesłanek do zmiany takiej decyzji. Należy zauważyć, że podmiot, który uzyskał odstępstwo powinien być zobowiązany do publikacji informacji o odstępstwie i jego warunkach. Do tego należy podnieść, iż ocena projektów, które – jak wynika z celu regulacji – powinny być innowacyjne - winna być dokonywana przy współpracy z jednostkami naukowymi.	ryнку energii elektrycznej. Ponadto należy wskazać, iż projekt wskazuje przesłanki negatywne dla Prezesa URE w art. 24b ust. 3. W zakresie procedury postępowania projektowego – regulacja celowo została skonstruowana w taki sposób, aby ten aspekt został doprecyzowany przez Prezesa URE w informatorze postępowania projektowego i mógł być modyfikowany według potrzeb, po zdobyciu doświadczenia w związku z przeprowadzaniem kolejnych tur. Tryb przeprowadzenia kontroli oraz przesłanki zmiany decyzji są wskazane kolejno w ust. 6 i 7 niniejszej regulacji. Elementy decyzji - zgodnie z przepisami KPA. Uwaga uwzględniona w zakresie nałożenia na podmioty obowiązku informacyjnego.

				Uwaga uwzględniona w zakresie kooperacji URE z zewnętrznymi jednostkami naukowymi.
685.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 24b ust. 2 ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W ramach piaskownicy regulacyjnej, Prezes URE powinien być również uprawniony do zwolnienia przedsiębiorstwa obrotu z części obowiązków wynikających z prawa krajowego. A także zwolnić sprzedawcę zobowiązanego z realizacji obowiązków wynikających z ustawy OZE. Przepisy te oraz bezwzględne uprawnienia wytwórców OZE, mogą stanowić barierę dla wdrożenia nowatorskich rozwiązań w sektorze energetycznym. Kontrola Prezesa URE, zapewni przy tym, że wprowadzenie tych rozwiązań nie będzie groziło zakłóceniami w realizacji systemów wsparcia, zaś dodatkowe ograniczenie nie pozwoli do braku wdrożenia prawa. Propozycja przepisu: „2. Odstępstwo, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć: 1) obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego, o których mowa w art. 5-5ab, 6a-6g; 2) warunków dostępu do sieci i korzystania z sieci i instalacji określonych w art. 7 i 7a; 3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37; 4) zakresu obowiązków, o których mowa w art. 45 i 47, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego; 5) obowiązków sprzedawcy zobowiązanego wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - z wyłączeniem wymogów wynikających z wiążących Rzeczpospolitą Polską umów międzynarodowych lub aktów prawnych Unii Europejskiej, dotyczących gospodarowania częstotliwościami.”	Propozycja zawarta w pkt 1 - uwaga nieuwzględniona. W zakresie poszerzenia katalogu odstępstw o pkt 1 – należy zauważyć, że kwestia zawierania umów jest regulowana przepisami dyrektywy 2019/944 i zakres ten nie podlega wyłączeniem. Należy ponadto zauważyć, iż odstępstwa mogą być stosowane tylko w przypadku, gdy dany podmiot nie ma możliwości wdrożenia na rynek innowacji bez jego zastosowania lub jest to znacznie utrudnione. Propozycja zawarta w pkt 5 - uwaga nieuwzględniona. Brak jest uzasadnienia dla możliwości zwolnienia sprzedawcy zobowiązanego z obowiązków wynikających z ustawy o oze. Obowiązki te są kluczowe dla prawidłowego działania

				systemu prosumenckiego, w którym sprzedawca jest zobowiązany do rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci przez prosumenta w systemie opustu. Obowiązki sprzedawcy zobowiązanego dotyczą także zakupu po stałej cenie energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji przez wytwórcę, który nie korzysta z systemu opustu, a także energii wytworzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne m.in. z biogazu rolniczego, hydroenergii i biomasy. Obejmują również zawarcie umowy z wytwórcą energii, którego oferta wygrała aukcję. Z uwagi na kluczową rolę sprzedawcy zobowiązanego w systemie oze, nie powinien on podlegać zwolnieniom z obowiązków ustawowych.

586.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 24b ust. 9 ustawy Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Zmiana redakcyjna. w art. 24b ust. 9 otrzymuje brzmienie: „9. W mowa celu przeprowadzenia postępowania, o którym w ust. 8, Prezes URE publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informator postępowania projektowego.”	Uwaga uwzględniona.
587.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy w zakresie art. 24a i 24b ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisu w art. 24a i 24b. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu w art. 24a i 24b na art. 24c i 24d.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana.
588.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy w zakresie art. 24a i 24b ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść w art. 24a i 24b. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona. Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
589.	Art. 1 pkt 27 projektu ustawy - dodanie pkt. 27a celem dodania art. 24c ustawy - Prawo energetyczne;	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje objęcie wszystkich NEMO kontrolą Prezesa URE analogiczną jak przy kontroli REMIT. Dodaje się art. 24c w brzmieniu: „24c. 1. W ramach wykonywania zadań określonych w art. 23 pkt 19c) dla oceny spełniania przez nominowanego operatora rynku energii kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii określonych w art. 6 rozporządzenia 2015/1222 oraz przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii przepisów rozporządzenia 2015/1222, w tym przepisów prawa dotyczących obrotu energią obowiązujących na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, Prezes URE może: 1) żądać od nominowanego operatora rynku energii przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności nominowanego operatora rynku energii;	Uwaga nieuwzględniona Pkt 1 stanowi powtórzenie obowiązującego art. 24a. Propozycja wykracza poza zakres przedmiotowy projektu.

			2) przeprowadzać kontrolę u nominowanego operatora rynku energii lub prowadzić postępowanie wyjaśniające. 2. Do przeprowadzenia kontroli u nominowanego operatora rynku energii, o której mowa w ust. 1 pkt. 2), stosuje się odpowiednio przepisy o kontroli REMIT określone w art. 23c-23i i art. 23n.”.	
690.	Art. 1 pkt 29 projektu ustawy – w zakresie art. 31a ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne + dodanie art. 31da oraz ust. 8 w art. 31c	Koordinator do spraw negocjacji	Proponuję wprowadzenie następujących zmian: – w art. 31a ust. 1 przed zmianami wskazanymi w projekcie dodanie jak niżej: „1. Przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadzący postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami, <u>w tym podmiotami reprezentującymi zbiorowe interesy odbiorców, paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła...</u>” W art. 31da. 1 dodanie jak niżej: „Art. 31da. 1. Koordynator wykonuje swoje zadania przy pomocy zespołu, <u>którym zarządza i kieruje samodzielnie bądź z pomocą upoważnionego członka zespołu.</u> W art. 31c ust. 8 dodanie jak niżej: <u>„8. Obsługę organizacyjną Koordynatora zapewnia URE zgodnie z wytycznymi Koordynatora gwarantującymi niezależności jego oraz zespołu, o którym mowa w art. 31da ust. 1, i prawidłowość realizowania zadań, sprzyjającego rozwojowi systemu pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich w kraju i za granicą. W tym celu URE tworzy oddzielny i celowy budżet, w kwocie nie niższej niż wskazana w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich, przeznaczony na zapewnienie obsługi organizacyjnej i wykonywanie zadań przez Koordynatora oraz zespół. Budżet pozostaje w wyłącznej dyspozycji Koordynatora. Na wniosek Koordynatora URE niezwłocznie udziela informacji o poziomie i sposobie wykorzystania budżetu w okresie wskazanym we wniosku.”</u> <u>Uzasadnienie zmiany:</u> Zmiany ustawy - Prawo energetyczne dokonane ustawą o z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz.U. z 2016 r. poz. 1823) wprowadziły instytucję Koordynatora do spraw negocjacji, czyli podmiotu prowadzącego postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich (dalej „postępowania ADR”) z zakresu objętego regulacją ustawy - Prawo energetyczne. Jak wynika z postanowień przepisów Rozdziału 4a tej ustawy, Koordynator działa przy regulatorze energetycznym (art. 31a ust. 1), wykonującym swoje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, który	Uwaga częściowo uwzględniona w zakresie zmiany drugiej. Uwaga nieuwzględniona w zakresie propozycji zmiany art. 31 ust. 1 oraz dodania art. 31c ust. 8 z uwagi na zakres pojęcia <i>podmiotów reprezentujących zbiorowe interesy odbiorców</i> budzący wiele wątpliwości interpretacyjnych, mogących powodować wiele problemów prawnych.

		zapewnia Koordynatorowi obsługę organizacyjną (art. 31c ust. 8). W konsekwencji powyższych przepisów, tylko Koordynator może prowadzić postępowania w sprawach pozasądowego rozwiązywania sporów, natomiast część czynności o charakterze przygotowawczo - sprawozdawczo - organizacyjnym mogą realizować pracownicy URE wybrani przez Koordynatora do jego obsługi. Tymczasem, mimo stosunkowo krótkiego okresu obowiązywania powyższych przepisów, zainteresowanie pozasądowym rozwiązaniem sporów przez Koordynatora przy Prezesie URE jest bardzo duże, o czym świadczy duża liczba wpływających spraw. Dla skuteczności działania Koordynatora umożliwiono prowadzenie Postępowań ADR także upoważnionym przez niego osobom zajmującym się obsługą Koordynatora. W tym celu uzupełniono przepisów Rozdziału 4a Prawa energetycznego, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1727) umożliwiających Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego upoważnieni członkowie prowadzą postępowania. Dla zapewnienia możliwości skorzystania z Postępowań ADR przez odbiorców energii w gospodarstwie domowym, których interesy reprezentowane są podmioty przez zbiorowe, niezbędne jest rozszerzenie zakresu podmiotowego uprawnionych do brania udziału w Postępowaniach ADR o podmioty takie jak wspólnoty mieszkaniowe czy spółdzielnie mieszkaniowe. Obecne brzmienie przepisów ogranicza dostęp do udziału w Postępowaniach ADR znaczącej grupie odbiorców i zmusza Koordynatora do częstego odmawiania wszczęcia postępowania z wniosku wymienionych powyżej podmiotów reprezentujących konsumentów. Szczególnie dokuczliwy jest aktualny zapis w kontekście rynku ciepła gdzie ze względu na obowiązujące przepisy i specyfikę funkcjonowania rynku, Postępowania ADR praktycznie nie są prowadzone. Dla zapewnienia prawidłowej realizacji zadań przez Koordynatora oraz właściwego funkcjonowania zespołu niezbędne jest zapewnienie organizacyjnego wydzielenia zespołu oraz zagwarantowanie realnego wpływu Koordynatora, jako przełożonego członków zespołu, na ich warunki pracy i płacy. Jest to szczególnie istotne w świetle projektowanej zmiany umożliwiającej upoważnienie członka zespołu do prowadzenia Postępowań ADR, w szczególności ze względu na poufność prowadzonych Postępowań ADR. Nie bez znaczenia dla powyższej zmiany jest także okoliczność, że upoważniony członek zespołu będzie realizował zadania powierzone mu przez Koordynatora w jego imieniu i na jego rzecz. W tych okoliczność zapewnienie faktycznej możliwości kierowania przez Koordynatora członkami zespołu jest nieodzowne.	

			Konieczność zapewnienia Koordynatorowi zwiększonego, oddzielnego i celowego budżetu niezbędnego do wypełnienia stawianych przed nim zadań jest wymogiem wynikającym z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE z dnia 21 maja 2013 r. w sprawie alternatywnych metod rozstrzygania sporów konsumenckich oraz zmiany rozporządzenia (WE) nr 2006/2004 i dyrektywę 2009/22/WE, którą implementowała ustawa z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz.U. z 2016 r. poz. 1823). Istotnym jest także, że Koordynator dla celów realizowania powierzonych mu zadań podejmuje działania na gruncie krajowym oraz zagranicznym mające na celu podnoszenie świadomości na temat Postępowań ADR oraz zdobywaniu wiedzy i doświadczeń pozyskany przez dłużej funkcjonujące podmioty zagraniczne, co umożliwi mu prowadzenie Postępowań ADR na możliwie najwyższym poziomie. Dla realizacji powyższego niezbędnym jest aby Koordynator posiadał wiedzę o wysokości budżetu jaki jest przeznaczony na realizowanie powierzonych mu zadań oraz miał wpływ na jego poziom oraz na to w jaki sposób wydatkowane są środki przeznaczone na jego działalność. Należy podkreślić, że maksymalne limity wydatków na wykonywanie zadań w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich Koordynatora zostały określone w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz.U. z 2016 r. poz. 1823).	
691.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	W celu realizacji powyższego wymogu należałoby wprowadzić obowiązek rejestracji „mikroprzedsiębiorcy o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh”, by sprzedawcy mogli w takim rejestrze zweryfikować dany podmiot (obecnie sprzedawcy nie posiadają bazy klasyfikującej mikroprzedsiębiorców). Należy zwrócić uwagę, że w porównywawce mogą znaleźć się wyłącznie oferty standardowe dla mikroprzedsiębiorców, podczas gdy na rynku powszechnie funkcjonuje mechanizm np. wycen indywidualnych pod profil poboru klienta, który dzięki temu ogranicza koszty klientów (oferta personalizowana pod konkretnego klienta).	Uwaga nieuwzględniona Wprowadzenie kolejnego rejestru będzie zbyt dużym obciążeniem administracyjnym. Porównywarka ma na celu ułatwienie porównania ofert, dzięki czemu odniesie także skutek mobilizujący do formułowania ich w sposób bardziej konkurencyjny.

692.	Art. 1 pkt 33 w zakresie dodawanego art. 31g ust. 3 pkt ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Ochrony Danych Osobowych	W art. 31g ust. 3 pkt 3) doprecyzować należy jakie dane osobowe będą mieściły się w informacjach o właścicielu porównywarki ofert, podmiocie obsługującym i kontrolującym porównywarkę. W tym samym zakresie doprecyzować należy art. 31g ust. 1 projektu.	Uwaga nieuwzględniona Powyższe informacje zawarte będą na stronie porównywarki
693.	Art. 1 pkt 33 w zakresie dodawanego art. 31g ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Rekomendujemy utworzenie wzorca przekazywania danych, aby informacje były prezentowane klientowi czytelnie i miarodajnie. Wzorzec powinien zawierać wytyczne, czy należy przekazywać wszystkie oferty w tym np. taryfę Sprzedawcy, taryfę sprzedaży rezerwowej czy jedynie oferty rynkowe. Dotrzymanie terminu 14 dni mogłoby być bardzo trudne ze względu na dynamikę zmian zachodzących na rynku obrotu energią. W celu zachowania konkurencyjności ofert sprzedawców i możliwości zapewnienia odbiorcom jak najbardziej korzystnej oferty uzasadnione wydaje się skrócenie wskazanego terminu do 3 dni. Propozycja przepisu: „5. Sprzedawcy energii elektrycznej obowiązani są przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii przed planowanym wprowadzeniem tej oferty, ale nie później niż 3 dni przed jej wejściem w życie oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku.”	Uwaga częściowo uwzględniona Zgłaszany postulat wzorca danych w ustawie należy uznać za nieuzasadniony i utrudniający wprowadzanie ulepszeń strony w trakcie zdobywania doświadczenia w jej funkcjonowaniu. Termin skrócono do 7 dni, aby zrównoważyć interesy sprzedawców energii elektrycznej oraz Prezesa URE.
694.	Art. 1 pkt 33 w zakresie dodawanego art. 31g ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Rekomendujemy utworzenie wzorca przekazywania danych, aby informacje były prezentowane klientowi czytelnie i miarodajnie. Wzorzec powinien zawierać wytyczne, czy należy przekazywać wszystkie oferty w tym np. taryfę Sprzedawcy, taryfę sprzedaży rezerwowej czy jedynie oferty rynkowe. Dotrzymanie terminu 14 dni mogłoby być bardzo trudne ze względu na dynamikę zmian zachodzących na rynku obrotu energią. W celu zachowania konkurencyjności ofert sprzedawców i możliwości zapewnienia odbiorcom jak najbardziej korzystnej oferty uzasadnione wydaje się skrócenie wskazanego terminu do 3 dni. „5. Sprzedawcy energii elektrycznej obowiązani są przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom	Uwaga częściowo uwzględniona Zgłaszany postulat wzorca danych w ustawie należy uznać za nieuzasadniony i utrudniający wprowadzanie ulepszeń strony w trakcie zdobywania doświadczenia w jej funkcjonowaniu.

			energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii w terminie 14 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku.” Propozycja przepisu: „5. Sprzedawcy energii elektrycznej obowiązani są przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii przed planowanym wprowadzeniem tej oferty, ale nie później niż 3 dni przed jej wejściem w życie oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku.”	Termin skrócono do 7 dni, aby zrównoważyć interesy sprzedawców energii elektrycznej oraz Prezesa URE.
695.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	W projektowanym art. 31g ust. 5 sprzedawcy energii elektrycznej zostali zobligowani do informowania Prezesa URE o zmianach lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży w terminie 14 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku. Oferty sprzedawców często są wprowadzane lub modyfikowane w sposób dynamiczny, jako odpowiedź na aktualne uwarunkowania rynkowe, w zmiany ceny energii na rynku hurtowym. Konieczność zgłoszenia Prezesowi URE informacji z 2 tygodniowym wyprzedzeniem rodzić może praktyczne problemy i ograniczać swobodę sprzedawców we wprowadzaniu zmian w swoim portfolio produktowym. Wobec powyższego proponuje się skrócenie ww. terminu do 2 dni roboczych. Jest to czas, który aktualnie URE wymaga od sprzedawców na potrzeby zgłaszania zmian w ofertach uwzględnianych w obecnie funkcjonującej porównywarce URE (Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy – Cenki na stronie http://www.maszwybor.ure.gov.pl/). Propozycja brzmienia przepisu: 5. Sprzedawcy energii elektrycznej obowiązani są przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii w terminie 2 dni roboczych przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku.	Uwaga częściowo uwzględniona Termin skrócono do 7 dni, aby zrównoważyć interesy sprzedawców energii elektrycznej oraz Prezesa URE

596.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Funkcjonalności porównywarki cenowej <u>Propozycja:</u> Usunięcie art. 31g ust. 6 Prawa Energetycznego ~~„6. W przypadku gdy porównywarka ofert będzie zawierała obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej, przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio w stosunku do ofert tych usług.”~~ <u>Uzasadnienie:</u> Przedsiębiorstwa energetyczne, aby mieć możliwość konkurencyjności z innymi podmiotami wchodzącymi na rynek energetyczny, np. z podmiotami, których główną działalnością gospodarczą są usługi telekomunikacyjne czy też ubezpieczeniowe, rozwijają swoją ofertę wykraczającą poza podstawową działalność gospodarczą, która niekoniecznie musi być bezpośrednio powiązana ze sprzedażą energii elektrycznej. Tym samym proponowane rozwiązanie może wprowadzić niepotrzebny szum informacyjny, niezrozumiały dla odbiorców. Ponadto informacje takie mogą prowadzić do przedwczesnego ujawniania decyzji biznesowych przedsiębiorstw energetycznych, które będą faktycznie eliminowały je z możliwości udziału na równoprawnych zasadach na rynkach, w których podmioty te chciałyby konkutować z innymi przedsiębiorcami (niekoniecznie oferującymi energię elektryczną). W związku z powyższym uzasadnione byłoby pozostawienie sposobu komunikacji produktów innych niż energia elektryczna do wyłącznej decyzji przedsiębiorców. Ponadto, z ostrożności wskazujemy, że posługiwanie się w ust. 5, wprowadzanego art. 31g do ustawy - Prawo energetyczne, pojęciem „mikroprzedsiębiorcy” nie jest zasadne z uwagi na to, że przedsiębiorstwa energetyczne w celu zweryfikowania, czy dany podmiot jest mikroprzedsiębiorcą będzie zobowiązany do pozyskania danych od tego odbiorcy, które nie są niezbędne z perspektywy wykonywania umowy przedsiębiorstwu energetycznemu (liczba osób zatrudniana przez odbiorcę lub roczny obrót netto). Spółka wskazuje, że na rynku energii nie zastała wypracowana praktyka rozróżniania tego typu odbiorców i tym samym dla takiej grupy nie ma dedykowanej odrębnej oferty handlowej. W praktyce obowiązek ten dotknie ofert stosowanych wobec wszystkich odbiorów biznesowych. Pozostawienie odwołania, o którym mowa powyżej, będzie powodowało nałożenie na sprzedawców dodatkowych obowiązków, mających na celu skuteczne zweryfikowanie tych podmiotów.	Uwaga nieuwzględniona Projektowana regulacja zawiera możliwość wprowadzenia rozszerzenia funkcjonalności porównywarki, które ma na celu zwiększenie konkurencyjności i ułatwienie dostępu do informacji dla użytkowników porównywarki.

697.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Rekomendujemy usunięcie art. 31g ust. 6 Prawa Energetycznego ~~„6. W przypadku gdy porównywarka ofert będzie zawierała obok ofert sprzedaży energii elektrycznej inne usługi oferowane przez sprzedawców energii elektrycznej, przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio w stosunku do ofert tych usług.”~~ Przedsiębiorstwa energetyczne, aby mieć możliwość konkurencyjności z innymi podmiotami wchodzącymi na rynek energetyczny, np. z podmiotami, których główną działalnością gospodarczą są usługi telekomunikacyjne czy też ubezpieczeniowe, rozwijają swoją ofertę wykraczającą poza podstawową działalność gospodarczą, która niekoniecznie musi być bezpośrednio powiązana ze sprzedażą energii elektrycznej. Tym samym proponowane rozwiązanie może wprowadzić niepotrzebny szum informacyjny, niezrozumiały dla odbiorców. Ponadto informacje takie mogą prowadzić do przedwczesnego ujawniania decyzji biznesowych przedsiębiorstw energetycznych, które będą faktycznie eliminowały je z możliwości udziału na równoprawnych zasadach na rynkach, w których podmioty te chciałyby konkutować z innymi przedsiębiorcami (niekoniecznie oferującymi energię elektryczną). W związku z powyższym uzasadnione byłoby pozostawienie sposobu komunikacji produktów innych niż energia elektryczna do wyłącznej decyzji przedsiębiorców. Ponadto, z ostrożności wskazujemy, że posługiwanie się w ust. 5, wprowadzanego art. 31g do ustawy Prawo energetyczne, pojęciem „mikroprzedsiębiorcy” nie jest zasadne z uwagi na to, że przedsiębiorstwa energetyczne w celu zweryfikowania, czy dany podmiot jest mikroprzedsiębiorcą będzie zobowiązany do pozyskania danych od tego odbiorcy, które nie są niezbędne z perspektywy wykonywania umowy przedsiębiorstwu energetycznemu (liczba osób zatrudniana przez odbiorcę lub roczny obrót netto). Na rynku energii nie zastała wypracowana praktyka rozróżniania tego typu odbiorców i tym samym dla takiej grupy nie ma dedykowanej odrębnej oferty handlowej. W praktyce obowiązek ten dotknie ofert stosowanych wobec wszystkich odbiorców biznesowych. Pozostawienie odwołania, o którym mowa powyżej, będzie powodowało nałożenie na sprzedawców dodatkowych obowiązków, mających na celu skuteczne zweryfikowanie tych podmiotów.	Uwaga nieuwzględniona Projektowana regulacja zawiera możliwość wprowadzenia rozszerzenia funkcjonalności porównywarki, które ma na celu zwiększenie konkurencyjności i ułatwienie dostępu do informacji dla użytkowników dla porównywarki.
698.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie	Towarzystwo Obrotu Energią	W projektowanym art. 31g ust. 5 sprzedawcy energii elektrycznej zostali zobligowani do informowania Prezesa URE o zmianach lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży w terminie 14 dni przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w	Uwaga częściowo uwzględniona

	dodawanego art. 31g ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne		tym wniosku. Oferty sprzedawców często są wprowadzane lub modyfikowane w sposób dynamiczny, jako odpowiedź na aktualne uwarunkowania rynkowe, w zmiany ceny energii na rynku hurtowym. Konieczność zgłoszenia Prezesowi URE informacji z 2 tygodniowym wyprzedzeniem rodzić może praktyczne problemy i ograniczać swobodę sprzedawców we wprowadzaniu zmian w swoim portfolio produktowym. Wobec powyższego proponuje się skrócenie ww. terminu do 2 dni roboczych. Jest to czas, który aktualnie URE wymaga od sprzedawców na potrzeby zgłaszania zmian w ofertach uwzględnianych w obecnie funkcjonującej porównywarce URE (Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy – Cenki na stronie http://www.maszwybor.ure.gov.pl/). Propozycja zmian: <i>5. Sprzedawcy energii elektrycznej obowiązani są przekazywać Prezesowi URE informacje o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh lub o wprowadzeniu nowej oferty sprzedaży energii w terminie 2 dni roboczych przed planowanym wprowadzeniem tej oferty oraz każdorazowo na wniosek Prezesa URE, w terminie wskazanym w tym wniosku.</i>	Termin skrócono do 7 dni, aby zrównoważyć interesy sprzedawców energii elektrycznej oraz Prezesa URE
699.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy – propozycja dodania ust. 7 w art. 31g ustawy - Prawo energetyczne	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Głównym przedmiotem działalności sprzedawców, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które zostały uznane za zamknięte systemy dystrybucyjne nie jest działalność energetyczna. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku w zakresie działalności polegającej na obrocie/dystrybucji energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Działalność takich sprzedawców energii elektrycznej nie ma więc charakteru komercyjnego. Jest działalnością poboczną, obliczoną na maksymalizację efektywności działalności głównej. Co za tym idzie, oferty sprzedaży energii elektrycznej, kierowane do takich podmiotów powiązanych nie są obliczone w taki sposób, by konkurować z innymi sprzedawcami energii elektrycznej. Ponadto, zwracamy uwagę, że oferty skierowane są do podmiotów z ograniczonego obszaru, wyznaczonego przez obszar danego zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	Uwaga nieuwzględniona Art. 14 Dyrektywy 2019/944 nie przewiduje włączeń z zakresu porównywarkei ofert.

			Z tego względu, oferty sprzedaży energii elektrycznej, które przedsiębiorstwa energetyczne kierują do odbiorców przyłączonych do zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zgłaszane w celu ich ujęcia w porównywarce ofert, mogłyby się okazać mylące i wprowadzać w błąd pozostałych uczestników rynku, nie dając tym samym rzeczywistych informacji o sytuacji rynkowej i aktualnych kosztach zakupu energii elektrycznej poza zamkniętym systemem dystrybucyjnym. W związku z powyższym dodanie powyższego wyłączenia uważamy za uzasadnione. Do art. 31g dodaje się ust. 7 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 5 nie dotyczy sprzedawcy, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1 - w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
700.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 33 projektu ustawy art. 31g ust. 7 do ustawy - Prawo energetyczne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Głównym przedmiotem działalności sprzedawców, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które zostały uznane za zamknięte systemy dystrybucyjne nie jest działalność energetyczna. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku w zakresie działalności polegającej na obrocie/dystrybucji energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Działalność takich sprzedawców energii elektrycznej nie ma więc charakteru komercyjnego. Jest działalnością poboczną, obliczoną na maksymalizację efektywności działalności głównej. Co za tym idzie, oferty sprzedaży energii elektrycznej, kierowane do takich podmiotów powiązanych nie są obliczone w taki sposób, by konkurować z innymi sprzedawcami energii elektrycznej. Ponadto, zwracamy uwagę, że oferty skierowane są do podmiotów z ograniczonego obszaru, wyznaczonego przez obszar danego zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Z tego względu, oferty sprzedaży energii elektrycznej, które przedsiębiorstwa energetyczne kierują do odbiorców przyłączonych do zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zgłaszane w celu ich ujęcia w porównywarce ofert, mogłyby się okazać mylące i wprowadzać w błąd pozostałych uczestników rynku, nie dając tym samym rzeczywistych informacji o sytuacji rynkowej i aktualnych kosztach zakupu energii elektrycznej poza zamkniętym systemem dystrybucyjnym. W związku z powyższym dodanie powyższego wyłączenia uważamy za uzasadnione.	Uwaga nieuwzględniona Art. 14 Dyrektywy 2019/944 nie przewiduje włączeń z zakresu porównywarości ofert.

			Do art. 31g dodaje się ust. 7 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 5 nie dotyczy sprzedawcy, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1 - w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
701.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ustawy - Prawo energetyczne	KGHM Polska Miedź	Głównym przedmiotem działalności sprzedawców, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które zostały uznane za zamknięte systemy dystrybucyjne nie jest działalność energetyczna. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku w zakresie działalności polegającej na obrocie/dystrybucji energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Działalność takich sprzedawców energii elektrycznej nie ma więc charakteru komercyjnego. Jest działalnością poboczną, obliczoną na maksymalizację efektywności działalności głównej. Co za tym idzie, oferty sprzedaży energii elektrycznej, kierowane do takich podmiotów powiązanych nie są obliczone w taki sposób, by konkurować z innymi sprzedawcami energii elektrycznej. Ponadto, zwracamy uwagę, że oferty skierowane są do podmiotów z ograniczonego obszaru, wyznaczonego przez obszar danego zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Z tego względu, oferty sprzedaży energii elektrycznej, które przedsiębiorstwa energetyczne kierują do odbiorców przyłączonych do zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zgłaszane w celu ich ujęcia w porównywaniu ofert, mogłyby się okazać mylące i wprowadzać w błąd pozostałych uczestników rynku, nie dając tym samym rzeczywistych informacji o sytuacji rynkowej i aktualnych kosztach zakupu energii elektrycznej poza zamkniętym systemem dystrybucyjnym. W związku z powyższym dodanie powyższego wyłączenia uważamy za uzasadnione. Propozycja przepisu: Do art. 31g dodaje się ust. 7 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 5 nie dotyczy sprzedawcy, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1 - w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	Uwaga nieuwzględniona . Art. 14 Dyrektywy 2019/944 nie przewiduje włączeń z zakresu porównywalności ofert.
702.	Art. 1 pkt 33 projektu	Forum Odbiorców Energii	Głównym przedmiotem działalności sprzedawców, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które zostały	Uwaga nieuwzględniona

	ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ustawy - Prawo energetyczne	Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	uznane za zamknięte systemy dystrybucyjne nie jest działalność energetyczna. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku w zakresie działalności polegającej na obrocie/dystrybucji energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Działalność takich sprzedawców energii elektrycznej nie ma więc charakteru komercyjnego. Jest działalnością poboczną, obliczoną na maksymalizację efektywności działalności głównej. Co za tym idzie, oferty sprzedaży energii elektrycznej, kierowane do takich podmiotów powiązanych nie są obliczone w taki sposób, by konkurować z innymi sprzedawcami energii elektrycznej. Ponadto, zwracamy uwagę, że oferty skierowane są do podmiotów z ograniczonego obszaru, wyznaczonego przez obszar danego zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Z tego względu, oferty sprzedaży energii elektrycznej, które przedsiębiorstwa energetyczne kierują do odbiorców przyłączonych do zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zgłaszane w celu ich ujęcia w porównywawce ofert, mogłyby się okazać mylące i wprowadzać w błąd pozostałych uczestników rynku, nie dając tym samym rzeczywistych informacji o sytuacji rynkowej i aktualnych kosztach zakupu energii elektrycznej poza zamkniętym systemem dystrybucyjnym. W związku z powyższym dodanie powyższego wyłączenia uważamy za uzasadnione. Do art. 31g dodaje się ust. 7 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 5 nie dotyczy sprzedawcy, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust. 1 - w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	Art. 14 Dyrektywy 2019/944 nie przewiduje włączeń z zakresu porównywarki ofert.
03.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ustawy - Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Głównym przedmiotem działalności sprzedawców, będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które zostały uznane za zamknięte systemy dystrybucyjne nie jest działalność energetyczna. Podmioty te w rezultacie nie są nastawione na osiągnięcie zysku w zakresie działalności polegającej na obrocie/dystrybucji energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej prowadzą na potrzeby konkretnych podmiotów, najczęściej wzajemnie ze sobą powiązanych. Działalność takich sprzedawców energii elektrycznej nie ma więc charakteru komercyjnego. Jest działalnością poboczną, obliczoną na maksymalizację efektywności działalności głównej. Co za tym idzie, oferty sprzedaży energii elektrycznej, kierowane do takich podmiotów powiązanych nie są obliczone w taki sposób, by konkurować z innymi sprzedawcami energii elektrycznej.	Uwaga nieuwzględniona Art. 14 Dyrektywy 2019/944 nie przewiduje włączeń z zakresu porównywarki ofert.

			Ponadto, zwracamy uwagę, że oferty skierowane są do podmiotów z ograniczonego obszaru, wyznaczonego przez obszar danego zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Z tego względu, oferty sprzedaży energii elektrycznej, które przedsiębiorstwa energetyczne kierują do odbiorców przyłączonych do zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zgłaszane w celu ich ujęcia w porównywaniu ofert, mogłyby się okazać mylące i wprowadzać w błąd pozostałych uczestników rynku, nie dając tym samym rzeczywistych informacji o sytuacji rynkowej i aktualnych kosztach zakupu energii elektrycznej poza zamkniętym systemem dystrybucyjnym. W związku z powyższym dodanie powyższego wyłączenia uważamy za uzasadnione. Do art. 31g dodaje się ust. 7 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 5 nie dotyczy sprzedawcy, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja, o której mowa w art. 9a ust. 1 - w odniesieniu do ofert kierowanych do odbiorców przyłączonych do tego systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.</i>	
704.	Art. 1 pkt 33 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 31g ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zmiana doprecyzowująca treść projektowanego przepisu art. 31g ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Wyrazy „o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom” należy zastąpić wyrazami: „o każdej zmianie oferty sprzedaży energii elektrycznej skierowanej do odbiorcy”.	Uwaga uwzględniona
705.	Propozycja dodania art. 1 pkt 33a w zakresie art. 38 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Towarowa Giełda Energii	Proponowana zmiana art. 38 ust.2 ustawy - Prawo energetyczne wynika z potrzeby uniknięcia znacznej części możliwych negatywnych konsekwencji obecnego brzmienia artykułu art. 38 ust. 2 w brzmieniu przyjętym ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, przy jednoczesnym utrzymaniu mechanizmu wyliczania poziomu gwarancji warunkującej uzyskanie bądź utrzymanie koncesji, wskazane jest wyłączenie z formuły kalkulacji wysokości gwarancji, tych przychodów, które będą planowane do uzyskania poprzez sprzedaż towarów będących przedmiotem koncesji na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium	Uwaga nieuwzględniona Uprawnienie Prezesa URE do uzależnienia udzielenia koncesji (jakiegokolwiek) od ustanowienia zabezpieczenia majątkowego – o treści wskazanej w znowelizowanym art. 38 ust. 1 – istnieje od

		Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. Pragniemy zauważyć i podkreślić, że warunkiem umożliwiającym sprzedaż energii elektrycznej bądź gazu na wyżej wymienionych giełdach i platformach obrotu lub za pośrednictwem towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich jest złożenie przez podmiot dokonujący sprzedaży w odpowiedniej izbie rozliczeniowej zabezpieczenia swoich transakcji. Wliczanie zatem do formuły kalkulacji zabezpieczenia na potrzeby koncesji przychodów z giełd towarowych i rynków regulowanych jest zdublowaniem wymogów gwarancyjnych narzuconych na dany podmiot niepotrzebnie zwiększającym koszty funkcjonowania branży obrotu energią elektryczną, które dodatkową obciążą przecież w ostatecznym rozliczeniu odbiorców końcowych przy jednoczesnym braku jakiegokolwiek efektu poprawy bezpieczeństwa obrotu dla klientów końcowych czy przedsiębiorstw działających w branży. W przypadku pozostawienia proponowanego brzmienia ustawy każdy z tych podmiotów musiałby ustanowić zabezpieczenie (jeden z podmiotów najprawdopodobniej nawet podwójne, gdyż będzie zobowiązany także do ustanowienia zabezpieczenia na giełdzie/giełdach). Ostatecznie więc dla tej samej transakcji koniecznym będzie ustanowienie nawet potrójnego zabezpieczenia, mimo, iż ryzyko wystąpienia szkody pojawia się tylko raz. Zmiana Art. 38 ust.2 ustawy - Prawo energetyczne: „2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, z wyłączeniem przychodów wynikających z transakcji zawieranych bezpośrednio lub za pośrednictwem towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2000 nr 103 poz. 1099), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.”	początku obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne. Celem zmiany art. 38 ustawy – Prawo energetyczne było przede wszystkim uszczegółowienie bardzo ogólnej regulacji. Zawarcie jasnych i powszechnie obowiązujących zasad składania zabezpieczeń majątkowych w ustawie jest działaniem z korzyścią dla przedsiębiorców, którzy już przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji mają wiedzę dotyczącą zasad ustanawiania ewentualnego zabezpieczenia. Argument, zgodnie z którym nowelizacja art. 38 wprowadza obowiązek ustanowienia wielokrotnego zabezpieczenia majątkowego nie zasługuje na uwzględnienie. Zabezpieczenie jest wymagane tylko wtedy, gdy podmiot ubiegający się o koncesję nie dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej

				prawidłowe wykonywanie działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Jeżeli zatem podmiot wykaże na etapie udzielenia koncesji, że dysponuje odpowiednim majątkiem, zabezpieczenie nigdy nie było i nie będzie wymagane.
706.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ustawy Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W zakresie projektowanego art. 43g ustawy - Prawo energetyczne proces wyłaniania podmiotu, który może uzyskać prawo do posiadania magazynu energii nie jest wyczerpująco uregulowany. Prezes URE wyłania podmiot, który spełnia kryteria określone w ustawie, a następnie zobowiązuje w drodze decyzji operatora systemu elektroenergetycznego do przekazania prawa do magazynu, na zasadach i warunkach określonych w tej decyzji. W przepisach brakuje przesądzenia czy podmiot, który zgłosił zainteresowanie przejęciem magazynu jest zobowiązany do zawarcia z operatorem systemu elektroenergetycznego umowy dotyczącej przejęcia magazynu. Brakuje też rozwiązań dla przypadku, gdy kilka podmiotów zainteresowanych posiadaniem magazynu uprawdopodobniło możliwość uzyskania prawa do magazynu. Ponadto, nieprecyzyjny jest przepis projektowanego art. 43g ust. 9 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne . Brakuje informacji o jaki akumulator chodzi - akumulator elektrochemiczny, akumulator przepływowy, akumulator ciepła? Proponuje się uzupełnienie przepisów w zakresie wskazanym w uwadze.	Uwaga nieuwzględniona Te kwestie nie zostały uregulowane w dyrektywie 2019/944. Sprawa oczywista jest, że do przejęcia majątku niezbędne będzie zawarcie umowy. W przypadku kilku podmiotów, w zależności od statusu, w grę mogą wchodzić przepisy PZP albo KC.
707.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ustawy	Energa S.A.	Należy wprowadzić przepis sankcjonujący posiadane przez OSD magazyny lub będące na etapie realizacji inwestycji.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja implementuje dyrektywę 2019/944 i nie jest możliwa zmiana w tym obszarze.

	Prawo energetyczne			
708.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponowana zmiana redakcyjna - słowo „wnosić” proponujemy zamienić na słowo „budować”. <i>1. Operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkiem ust. 2, nie może być posiadaczem, nie może ~~wnosić~~ budować, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii.</i>	Uwaga uwzględniona
709.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Zmiana redakcyjna - słowa „wnosić” zamienić na słowo „budować”: Operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkiem ust. 2, nie może być posiadaczem, nie może ~~wnosić~~ budować, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii.	Uwaga uwzględniona
710.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponowana zmiana redakcyjna - słowo „wnosić” proponujemy zamienić na słowo „budować”. <i>2. Operator systemu elektroenergetycznego może być posiadaczem magazynu energii, ~~wnosić~~ budować, obsługiwać magazyn energii lub nim zarządzać pod warunkiem, że:</i>	Uwaga uwzględniona
711.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Zmiana redakcyjna - słowa „wnosić” zamienić na słowo „budować”: Operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkiem ust. 2, nie może być posiadaczem, nie może ~~wnosić~~ budować, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać. Operator systemu elektroenergetycznego może korzystać z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii.	Uwaga uwzględniona

712.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 2 pkt 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Dostosowanie przepisu do brzmienia dyrektywy 2019/944. Propozycja brzmienia przepisu: 1) na wniosek operatora Prezes URE, w drodze decyzji, uznał magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci i wyraził zgodę by operator systemu elektroenergetycznego go posiadał, wznosił, zarządzał nim lub obsługiwał ten magazyn energii elektrycznej, albo	Uwaga uwzględniona
713.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Jak rozumiemy, konsultacje, o których mowa w ust. 5 projektowanego przepisy mają weryfikować zainteresowanie podmiotów trzecich obsługą i zarządzaniem magazynami, które zostały wniesione przez OSD w wyniku procedury opisanej w ust. 2. W naszej ocenie powyższe powinno jasno wynikać z brzmienia ust. 5; Mając na względzie, że stosowanie ust. 7 w zasadzie prowadzi do wyłączenia OSD, regulacje w tym zakresie powinny być bardziej szczegółowe. W szczególności ustawa powinna: a) określać minimalne wymogi w zakresie wynagrodzenia OSD za przekazany majątek; b) określać formę prawną przeniesienia; c) zawierać regulacje, pozwalające podmiotowi zainteresowanemu przejęciem magazynu na wyrażenie zgody na ustalone przez Prezesa URE warunki; Przekazanie praw do magazynu powinno być związane z zobowiązaniem podmiotu, na rzecz którego następuje przekazanie do faktycznego prowadzenia działalności w zakresie usług systemowych wraz z określeniem skutków naruszenia tego zobowiązania.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowe zagadnienia są zbyt szczegółowe i powinny zostać uregulowane w umowie a nie w ustawie.
714.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ust. 7 i nast. ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Proponowany przepis przewiduje za dużą uznaniowość Prezesa URE przy określaniu wynagrodzenia dla OSD za przekazanie magazynu. Brak jest także wyraźnego wskazania podstaw do odzyskania utraconych przyszłych korzyści.	Uwaga nieuwzględniona Dyrektywa 2019/944 nie przewiduje podstaw do odzyskania utraconych przyszłych korzyści
715.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 43g, w zakresie rejestru magazynów.	Uwaga uwzględniona

	w zakresie dodawanego art. 43g ustawy Prawo energetyczne		Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów w art. 43g na art. 43h.	Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
716.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść w art. 43g, w zakresie rejestru magazynów. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
717.	Art. 1 pkt 34 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 43g ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść w art. 43g, w zakresie rejestru magazynów. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe. Art. 43g ust. 7 i nast.: Proponowany przepis przewiduje za duża uznaniowość Prezesa URE przy określaniu wynagrodzenia dla OSD za przekazanie magazynu. Brak jest także wyraźnego wskazania podstaw do odzyskania utraconych przyszłych korzyści.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
718.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 35 lit a projektu ustawy zmiany art. 45 ust. 1 pkt 2a ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Konieczne jest doprecyzowanie sposobu ustalania kosztów uzasadnionych dla stacji CNG wybudowanych przez OSD na podstawie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego. Odrębne traktowanie obu tych rodzajów instalacji nie ma uzasadnienia. Art. 45 ust. 1 pkt 2a otrzymuje brzmienie: „2a. Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią instalacji magazynowania energii lub budowy i przyłączania stacji gazu ziemnego, o których mowa w art. 21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;	Uwaga uwzględniona.
719.	Propozycja dodania w art. 1 pkt 35	PGNiG	Usprawnienie budowy i przyłączania stacji CNG <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 45 ust. 1 pkt 2a Prawa Energetycznego	Uwaga uwzględniona.

	lit a projektu ustawy zmiany art. 45 ust. 1 pkt 2a ustawy - Prawo energetyczne		„2a. Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączenia infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią instalacji magazynowania energii lub budowy i przyłączenia stacji gazu ziemnego, o których mowa w art. 21 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;” <u>Uzasadnienie:</u> Konieczne jest doprecyzowanie sposobu ustalania kosztów uzasadnionych dla stacji CNG wybudowanych przez operatora systemu dystrybucyjnego na podstawie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, analogicznie jak ma to miejsce w przypadku infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego. Nie jest bowiem uzasadnione odrębne traktowanie obu tych rodzajów instalacji.	
720.	Art. 1 pkt 35 lit a projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1 pkt 2b ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Proponujemy wprowadzenie minimalnego poziomu Proponuje się doprecyzowanie przepisu: „2b) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, określonych w wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 16 ust. 1 pkt 7, ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 1 pkt 3 lit g i h, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w te zadania na poziomie nie niższym niż dodatkowe 2% ponad średnioważony koszt kapitału ustalony przez Prezesa URE dla pozostałych zadań i inwestycji tych operatorów;”;	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony, gdyż wynagrodzenie do Prezesa URE jest związane z instytucją uznania administracyjnego, które jest poddane kontroli sądu. Powyższe rozwiązanie jest przeważającym, z nielicznymi wyjątkami, od początku funkcjonowania Prawa energetycznego, z uwagi na fakt, że w innym wypadku doprowadziłoby to do usztywnienia taryfy i braku możliwości reakcji regulacyjnej w danym obszarze.

721.	Art. 1 pkt 35 lit a projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1 pkt 2b ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają uwagi dot. określania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz usunięcia art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g i h UPE (pkt 11 i 16). Proponuje się usunięcie art. 45 ust. 1 pkt 2b.	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony, gdyż wynagrodzenie do Prezesa URE jest związane z instytucją uznania administracyjnego, które jest poddane kontroli sądu. Powyższe rozwiązanie jest przeważającym, z nielicznymi wyjątkami, od początku funkcjonowania Prawa energetycznego, z uwagi na fakt, że w innym wypadku doprowadziłoby to do usztywnienia taryfy i braku możliwości reakcji regulacyjnej w danym obszarze.
722.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W propozycji pojawiło się wyłączenie magazynowania i agregacji z uwzględnienia w kalkulacji taryfy. W przypadku małej skali wpływ magazynowania i agregacji będzie pomijalny. Jednak na przykładzie prosumentów, przy dużej skali prosumpcji, widać, że przedsiębiorstwa energetyczne ponoszą znaczną stratę na rozliczeniu takich odbiorców, ponieważ nie zostało to uwzględnione w kalkulacji taryfy. W przypadku magazynowania i agregacji przy znacznej skali tych form działalności również może to mieć negatywny wpływ na prowadzone rozliczenia, gdy kalkulacja taryfy będzie wykluczała z mocy ustawy uwzględnienie wpływu magazynowania i agregacji. Proponujemy umożliwienie ujęcia tych działalności w kalkulacji taryfy, jeżeli będą miały wpływ na koszty działalności ponoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne. Propozycja zmiany:	Uwaga nieuwzględniona Wyłączenie z konieczności przedkładania taryf do zatwierdzenia dla magazynowania ee. przewidziano w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

			Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, ~~z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej i agregacji~~ . Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający: Dodanie pkt 4) 4) pokrycie kosztów uzasadnionych związanych z prowadzeniem rozliczeń dla prosumentów na mocy ustawy o odnawialnych źródłach energii art. 4 ust 1.	
723.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W propozycji pojawiło się wyłączenie magazynowania i agregacji z uwzględnienia w kalkulacji taryfy. W przypadku małej skali wpływ magazynowania i agregacji będzie pomijalny. Jednak na przykładzie prosumentów, przy dużej skali prosumpcji, widać, że przedsiębiorstwa energetyczne ponoszą znaczną stratę na rozliczeniu takich odbiorców, ponieważ nie zostało to uwzględnione w kalkulacji taryfy. W przypadku magazynowania i agregacji przy znacznej skali tych form działalności również może to mieć negatywny wpływ na prowadzone rozliczenia, gdy kalkulacja taryfy będzie wykluczała z mocy ustawy uwzględnienie wpływu magazynowania i agregacji. Proponujemy umożliwienie ujęcia tych działalności w kalkulacji taryfy, jeżeli będą miały wpływ na koszty działalności ponoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne. Propozycja zmiany: Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, ~~z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej i agregacji~~ . Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający: Dodanie pkt 4) 4) pokrycie kosztów uzasadnionych związanych z prowadzeniem rozliczeń dla prosumentów na mocy ustawy o odnawialnych źródłach energii art. 4 ust 1.	Uwaga nieuwzględniona Wyłączenie z konieczności przedkładania taryf do zatwierdzenia dla magazynowania ee. przewidziano w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
724.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1i – 1k ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 45 ust. 1i-1k. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanych w niniejszej ustawie zapisów w art. 45 ust. 1i-1k na art. 45 ust. 1l-1m.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
725.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 45 ust. 1i-1k. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona

	w zakresie art. 45 ust. 1i – 1k ustawy - Prawo energetyczne			Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
726.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1i – 1k ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść art. 45 ust. 1i-1k. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
727.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1j ustawy Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Zgodnie z art.32 ust.2 Dyrektywy 2019/944, Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na usługi elastyczności, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury. Obecne zapisy, w naszej ocenie, nie obejmują przypadku gdy pomimo poczynionych przygotowań, OSD nie udzielił żadnych zamówień na usługi elastyczności. Proponowany zapis pozwala odzyskać koszty związane z przygotowaniem do udzielania zamówień. Propozycja zmiany: W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem lub przygotowaniem do udzielania zamówień.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja nadmiarowa oraz rodząca możliwość swobodnego kwalifikowania wszelkich możliwych kosztów jako tych związanych z przygotowaniem do udzielenia zamówienia. Dyrektywa rynkowa gwarantuje OSD uwzględnienia w kosztach działalności koszty z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, co też zostało ujęte w treści projektu.

728.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1j ustawy Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zgodnie z art.32 ust.2 Dyrektywy 2019/944, Operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na usługi elastyczności, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury. Obecne zapisy, w naszej ocenie, nie obejmują przypadku gdy pomimo poczynionych przygotowań, OSD nie udzielił żadnych zamówień na usługi elastyczności. Proponowany zapis pozwala odzyskać koszty związane z przygotowaniem do udzielania zamówień. Propozycja zmiany: W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem lub przygotowaniem do udzielania zamówień.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja nadmiarowa oraz rodząca możliwość swobodnego kwalifikowania wszelkich możliwych kosztów jako tych związanych z przygotowaniem do udzielenia zamówienia. Dyrektywa rynkowa gwarantuje OSD uwzględnienia w kosztach działalności koszty z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, co też zostało ujęte w treści projektu.
729.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1j ustawy Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zgodnie z art. 32 ust.2 Dyrektywy 2019/944, operatorzy systemów dystrybucyjnych otrzymują odpowiednie wynagrodzenie za udzielanie zamówień na usługi elastyczności, umożliwiające im odzyskanie przynajmniej związanych z tym uzasadnionych kosztów, obejmujących wydatki na niezbędne technologie informacyjne i komunikacyjne oraz koszty infrastruktury. Obecna propozycja nie obejmuje przypadku, gdy pomimo poczynionych przygotowań, OSD nie udzielił żadnych zamówień na usługi elastyczności. Proponowany zapis pozwala odzyskać koszty związane z przygotowaniem do udzielania zamówień. Propozycja zmiany: W kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne	Uwaga nieuwzględniona Propozycja nadmiarowa oraz rodząca możliwość swobodnego kwalifikowania wszelkich możliwych kosztów jako tych związanych z przygotowaniem do udzielenia zamówienia. Dyrektywa rynkowa gwarantuje OSD uwzględnienia w

			uzasadnione koszty związane z udzielaniem lub przygotowaniem do udzielania zamówień.	kosztach działalności koszty z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, co też zostało ujęte w treści projektu.
730.	Art. 1 pkt 35 lit b projektu ustawy w zakresie art. 45 ust. 1k – 1m ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Zmiana numeracja na „ust. 1k – 1m”. Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
731.	Art. 1 pkt 35 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 45 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają uwagi dot. określania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, kwestii harmonogramu rzeczowo-finansowego oraz usunięcia art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g i h UPE (pkt 11, 12 i 16). w art. 45 ust 3a otrzymuje brzmienie: ~~„3a. Ustalając stopę zwrotu z kapitału, o której mowa w art. 23 ust.1 pkt 3 lit g i h, Prezes URE bierze pod uwagę w szczególności zakres wykorzystania nowych technologii oraz ryzyko związane z niepełnym zwrotem kosztów.~~	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony, gdyż wynagrodzenie do Prezesa URE jest związane z instytucją uznania administracyjnego, które jest poddane kontroli sądu. Powyższe rozwiązanie jest przeważającym, z nielicznymi wyjątkami, od początku funkcjonowania Prawa energetycznego, z uwagi na fakt, że w innym wypadku

				doprowadziłoby to do usztywnienia taryfy i braku możliwości reakcji regulacyjnej w danym obszarze.
732.	Art. 1 pkt 35 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 45 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Proponujemy równoprawne traktowanie wynagrodzenia kapitału zainwestowanego w inwestycje strategiczne realizowane przez operatorów zgodnie z wytycznymi Prezesa URE, jak wynagrodzenia kapitału zainwestowanego w działalność magazynowania paliw gazowych (art. 45 ust. 1 pkt 2) oraz stacji ładowania pojazdów elektrycznych (art. 45 ust. 2 pkt 2a). Ustawa określa minimalny poziom wynagrodzenia tego kapitału na 6%. Jest to poziom znacznie wyższy, niż stosowany przez Prezesa URE w regulacji działalności w zakresie dystrybucji paliw gazowych. po ust. 3 dodaje się ust 3a i 3b w brzmieniu: 3a. Ustalając stopę zwrotu z kapitału, o której mowa w art. 23 ust.1 pkt 3 lit g i h, Prezes URE bierze pod uwagę w szczególności zakres wykorzystania nowych technologii oraz ryzyko związane z niepełnym zwrotem kosztów. Stopa zwrotu z kapitału, o której mowa w zdaniu pierwszym, wynosi nie mniej niż 6%.	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony, gdyż wynagrodzenie do Prezesa URE jest związane z instytucją uznania administracyjnego, które jest poddane kontroli sądu. Powyższe rozwiązanie jest przeważającym, z nielicznymi wyjątkami, od początku funkcjonowania Prawa energetycznego, z uwagi na fakt, że w innym wypadku doprowadziłoby to do usztywnienia taryfy i braku możliwości reakcji regulacyjnej w danym obszarze. Zróźnicowanie traktowania i wynagradzania inwestycji priorytetowych od innych ma na celu wynagradzanie inwestycji o szczególnie

				istotnym charakterze z punktu widzenia całego kraju.
733.	Art. 1 pkt 35 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 45 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Stopa zwrotu <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 45 ust. 3a Prawa Energetycznego <i>3a. Ustalając stopę zwrotu z kapitału, o której mowa w art. 23 ust.1 pkt 3 lit g i h, Prezes URE bierze pod uwagę w szczególności zakres wykorzystania nowych technologii oraz ryzyko związane z niepełnym zwrotem kosztów. Stopa zwrotu z kapitału, o której mowa w zdaniu pierwszym, wynosi nie mniej niż 6%.</i> <u>Uzasadnienie:</u> Proponujemy równoprawne traktowanie wynagrodzenia kapitału zainwestowanego w inwestycje strategiczne realizowane przez operatorów zgodnie z wytycznymi Prezesa URE, tak jak wynagrodzenia kapitału zainwestowanego w działalność magazynowania paliw gazowych (art. 45 ust. 1 pkt 2 Prawa Energetycznego) oraz stacji ładowania pojazdów elektrycznych (art. 45 ust. 2 pkt 2a Prawa Energetycznego). Ustawa określa minimalny poziom wynagrodzenia tego kapitału na poziomie 6%. Jest to poziom znacznie wyższy, niż stosowany przez Prezesa URE w regulacji działalności w zakresie dystrybucji paliw gazowych.	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony, gdyż wynagrodzenie do Prezesa URE jest związane z instytucją uznania administracyjnego, które jest poddane kontroli sądu. Powyższe rozwiązanie jest przeważającym, z nielicznymi wyjątkami, od początku funkcjonowania Prawa energetycznego, z uwagi na fakt, że w innym wypadku doprowadziłoby to do usztywnienia taryfy i braku możliwości reakcji regulacyjnej w danym obszarze.
734.	Art. 1 pkt 35 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 45 ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Brak możliwości praktycznej oceny harmonogramu rzeczowo – finansowego. Zadania mogą przesuwać się w czasie z uwagi na czynniki niezależne od OSD. Realnie można ocenić wykonanie planowanych nakładów finansowych dla całości planu lub wybranych grup zadań/kierunków inwestowania. Propozycja brzmienia: <i>3b. W taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej uwzględnia się łącznie poziom niewykonania nakładów finansowych harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o którym mowa w art.16 ust. 7 pkt 7.</i>	Uwaga nieuwzględniona Przedsiębiorstwo energetyczne może zwrócić się do Prezesa URE o przedłużenie terminu z uwagi na przyczyny od niego niezależne.

				Ponadto, w ustawie przewidziano minimalny stopień wykonania w wys. 85%, w przeciwieństwo do np. ustawy o rynku mocy, w której wynosi on 95%, zatem zapewniono elastyczność regulacji.
735.	Art. 1 pkt 35 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 45 ust. 3b ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają uwagi dot. określania przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, kwestii harmonogramu rzeczowo-finansowego oraz usunięcia art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g i h UPE (pkt 11, 12 i 16). w art. 45 ust 3b otrzymuje brzmienie: 3b. W taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej uwzględnia się stopień niewykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego inwestycji, o którym mowa w art.16 ust. 7 pkt 7.”	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione.
736.	Art. 1 pkt 36 projektu ustawy w zakresie art. 45a ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Niepoprawne jest odwołanie do art. 49 ust. 1. W art. 49 nie mówi się o rynku konkurencyjnym, jest tam mowa o warunkach konkurencji.	Aktualnie w art. 45a ust. 1 mamy odwołanie do art. 49 ust. 1 – rzeczywiście mowa jest tam o warunkach

737.	Art. 1 pkt 37 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 46 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	W projekcie ustawy wprowadzone zostały ogólne regulacje związane z umową z ceną dynamiczną, które rodzą wiele wątpliwości praktycznych i interpretacyjnych. Wskazany więc jest ich uszczegółowienie na poziomie rozporządzenia wykonawczego (rozporządzenia ministra właściwego ds. energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną). Proponuję się zatem, aby zakres przedmioty tego rozporządzenia został rozszerzony o umowy z ceną dynamiczną. W ramach tego zakresu, w rozporządzeniu wskazane jest przede wszystkim uwzględnienie: • zasad prowadzenie rozliczeń z odbiorcą, • zasad ustalania/kalkulacji cen przez sprzedawcę, w ramach umowy z ceną dynamiczną.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga jest zasadna jednak wprowadzenie regulacji w tym zakresie wymagałoby zainicjowania szeregu analiz, celem wypracowania optymalnego rozwiązania.
738.	Art. 1 pkt 37 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 46 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	W projekcie ustawy wprowadzone zostały ogólne regulacje związane z umową z ceną dynamiczną, które rodzą wiele wątpliwości praktycznych i interpretacyjnych. Wskazany więc jest ich uszczegółowienie na poziomie rozporządzenia wykonawczego (Rozporządzenia ministra energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną). Proponuję się zatem, aby zakres przedmiotowy tego rozporządzenia został rozszerzony o umowy z ceną dynamiczną. W ramach tego zakresu, w rozporządzeniu wskazane jest przede wszystkim uwzględnienie: • zasad prowadzenie rozliczeń z odbiorcą, • zasad ustalania/kalkulacji cen przez sprzedawcę, w ramach umowy z ceną dynamiczną.	Uwaga uwzględniona
739.	Art. 1 pkt 37 projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 46 ust. 2 pkt 4a i ust. 4 pkt 6a ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Brak możliwości praktycznej oceny harmonogramu rzeczowo – finansowego. Zadania mogą przesuwac się w czasie z uwagi na czynniki niezależne od OSD. Realnie można ocenić wykonanie planowanych nakładów finansowych dla całości planu lub wybranych grup zadań/kierunków inwestowania. Propozycja brzmienia: <i>4a. Sposób uwzględniania w taryfach łącnego poziomu niewykonania nakładów finansowych harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o którym mowa w art.16 ust. 7 pkt 7.</i>	Uwaga nieuwzględniona Przedsiębiorstwo energetyczne może zwrócić się do Prezesa URE o przedłużenie terminów z uwagi na przyczyny od niego niezależne. Ponadto, w ustawie przewidziano minimalny stopień wykonania w wys. 85%, w przeciwieństwo do np. ustawy o rynku mocy, w której wynosi on 95%.

				zatem zapewniono elastyczność regulacji.
740.	Art. 1 pkt 37 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego pkt 12 w ust. 4 art. 46 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Na fakturach sprzedawcy umieszczają dodatkowe informacje związane z zawartą umową czy prowadzonymi rozliczeniami. Dlatego podany w rozporządzeniu zakres informacji powinien wskazywać minimalne i konieczne wymogi, ale nie zamykać drogi do umieszczenia na fakturach jeszcze innych dodatkowych informacji przez sprzedawcę, które są przekazywane odbiorcy. Propozycja zmiany: „minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymogi dotyczące informacji o rozliczeniach.”	Uwaga uwzględniona
741.	Art. 1 pkt 37 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 46 ust. 4 pkt. 5 lit. e ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	1. “w lit. d średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu:” Proponuje się zmianę oznaczenia na: "lit. f" - Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.). 2. “kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1i i 1j;” Proponuje się zmianę numeracji na „ust. 1k – 1l”. Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
742.	Art. 1 pkt 37 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 46 ust. 4 pkt. 12 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Na fakturach sprzedawcy umieszczają dodatkowe informacje związane z zawartą umową czy prowadzonymi rozliczeniami. Dlatego podany w rozporządzeniu zakres informacji powinien wskazywać minimalne i konieczne wymogi, ale nie zamykać drogi do umieszczenia na fakturach jeszcze innych dodatkowych informacji przez sprzedawcę, które są przekazywane odbiorcy. Propozycja zmiany: „minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymogi dotyczące informacji o rozliczeniach.”	Uwaga uwzględniona
743.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego	PTPiREE	Proponowany zapis tworzy wyjątek od dotychczasowej praktyki polegającej na wprowadzeniu taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania (zapis jest sprzeczny z treścią art. 47 ust. 4 i 5 ustawy - Prawo energetyczne). Dodatkowo z dotychczasowych doświadczeń wynika, że okres 7	Uwaga nieuwzględniona

	art. 47 ust. 2da ustawy - Prawo energetyczne		dni może być zbyt krótki, aby wprowadzić niezbędne zmiany w systemach informatycznych wykorzystywanych do rozliczeń odbiorców. Jednocześnie proponowany zapis daje Prezesowi URE możliwość ustalenia cen i stawek opłat w oderwaniu od kosztów wraz ze zwrotem z kapitału ostatecznie przyjętych do kalkulacji nowej taryfy, a co za idzie niewspółmierności (nadmiernego obniżenia) przychodów zaplanowanych w nowej taryfie z przychodami rzeczywiście osiągniętymi przez przedsiębiorstwo energetyczne. Mając niniejsze na uwadze, proponujemy przywrócić 14 dniowy termin wprowadzenia nowych cen i stawek opłat oraz wprowadzić zapis umożliwiający uzyskanie współmierności zaplanowanych w taryfie i rzeczywiście osiągniętych przychodów albo przy ustalaniu nowej taryfy, albo w ramach konta regulacyjnego. Proponujemy uzupełnienie przepisu i nadanie mu następującego brzmienia: <i>„2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 14 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44–46. Skutki wprowadzenia nowych cen i stawek opłat w drodze postanowienia Prezesa URE uwzględnia się podczas ustalania nowej taryfy.”</i>	Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu.
744.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Zaproponowana treść art. 47 ust. 2da jest nieakceptowalna dla przedsiębiorstw energetycznych, gdyż nie daje możliwości skutecznego zaskarżenia postanowienia Prezesa URE określającego obniżone stawki taryfowe lub odzyskania utraconych przychodów w sytuacji, gdyby sąd rozstrzygnął skargę na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego. Przepis przewiduje co prawda możliwość zaskarżenia postanowienia Prezesa URE do SOKiK, jednak złożenie tej skargi nie wstrzymuje automatycznie wykonania zaskarżonego postanowienia. Przepisy kpc przewidują możliwość wniesienia do SOKiK wniosku o wstrzymanie wykonania zaskarżonego postanowienia, jednak uwzględnienie tego wniosku przez SOKiK spowoduje, że przedsiębiorstwo utraci podstawę do prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 47 ust. 2d. Podobna sytuacja braku podstaw do prowadzenia rozliczeń wystąpi, gdy SOKiK po rozpatrzeniu sprawy uchyli zaskarżone postanowienie Prezesa URE. Natomiast w sytuacji, gdyby SOKiK zmienił treść postanowienia ustalając wyższe stawki taryfowe, zaproponowane przepisy nie dają możliwości zrekompensowania utraconych przychodów na skutek stosowania określonych w postanowieniu zaniżonych stawek w okresie do czasu wprowadzenia do	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu.

			stosowania stawek określonych w wyroku SOKiK. A okres ten może wynosić kilka lat. Dlatego konieczne jest wprowadzenie regulacji, która umożliwi dokonanie korekty przychodów przedsiębiorstwa z uwzględnieniem stawek ustalonych w wyniku rozstrzygnięcia sporu pomiędzy Prezesem URE a przedsiębiorstwem energetycznym. Propozycja przepisów została zamieszczona obok. Propozycja przewiduje wprowadzenie mechanizmu korekty nadmiernie lub niewystarczająco uzyskanego przychodu przez przedsiębiorstwo energetyczne, które stosuje taryfę po upływie okresu jej obowiązywania, w oparciu o art. 47 ust. 2c. Korekta ta ustalana będzie w drodze decyzji Prezesa URE i uwzględniana w kalkulacji kolejnych taryf, przedkładanych do zatwierdzenia po ustaleniu tej korekty. Podstawą do ustalenia tej korekty są ceny i stawki w taryfie zatwierdzonej po upływie okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub prawomocne rozstrzygnięcie sądu w sprawie odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy. Okres uwzględnienia tej korekty powinien być rozłożony w czasie, aby nie powodować nadmiernych zmian stawek taryfowych. Okres ten będzie skrócony jedynie dla przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi, aby ustaloną korektę można było uwzględnić przed zakończeniem okresu regulacji taryf na obrót paliwami gazowymi w 2024 r. W przypadku wprowadzenia proponowanych regulacji art. 47 ust. 2da - 2df przepisy art. 47 ust. 2d stają się zbędne, gdyż proponowane przepisy rozwiązują problem uzyskiwania nadmiarowych przychodów przez przedsiębiorstwo energetyczne stosujące zawyżone stawki taryfowe po upływie okresu obowiązywania taryfy. Art. 47 ust. 2d uchyla się. Po art. 47 ust. 2d wprowadza się ust. 2da - 2df w brzmieniu: „2da. Prezes URE ustala, w drodze decyzji, wysokość korekty uzyskanego przychodu i sposób jej rozliczenia, dla okresu stosowania na podstawie ust. 2c taryfy dotychczasowej po upływie terminu na jaki została zatwierdzona. Prezes URE przy wydaniu decyzji stosuje zasady określone w ust. 2db - 2df. 2db. Wysokość korekty przychodu ustala się w oparciu o przekazane przez przedsiębiorstwo energetyczne dane dotyczące rzeczywistych ilości dostarczanych paliw gazowych lub energii lub rzeczywistych ilości świadczonych usług za okres objęty korektą oraz różnicę pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi w tym okresie a: 1. stawkami ustalonymi w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie, albo	

			2. stawkami wynikającymi z prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt 2) – w przypadku rozstrzygnięcia uwzględniającego odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego. 2dc. Decyzję, o której mowa w ust. 2da, Prezes URE wydaje: 1. w terminie do 90 dni od dnia zatwierdzenia kolejnej taryfy, o której mowa w ust. 2db pkt 1), lub 2. w terminie do 90 dni od dnia prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt. 2). 2dd. Korektę przychodu przedsiębiorstwo energetyczne uwzględnia w kalkulacji taryf składanych do zatwierdzenia po otrzymaniu decyzji, o której mowa w ust. 2da. Dodatnią wartość tej korekty traktuje się jako przychody pokrywające koszty uzasadnione, a ujemna wartość korekty zwiększa koszty uzasadnione przyjęte do kalkulacji kolejnych taryf. 2de. Z zastrzeżeniem ust. 2df, uwzględnienie korekty przychodu nie powinno przekraczać 36 miesięcy licząc od daty wprowadzenia do stosowania pierwszej taryfy po ustaleniu tej korekty przez Prezesa URE. 2df. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, uwzględnienie korekty przychodu następuje w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie po wydaniu decyzji przez Prezesa URE, o której mowa w ust. 2da.” <u>Alternatywa - gdyby MKiŚ nie zgodziło się na proponowaną powyżej zmianę proponujemy zmianę uwzględniającą częściowo nasze postulaty:</u> W art. 47 w ust. 2d dodaje się na końcu wyrazy „z zastrzeżeniem ust. 2db” ust. 2da otrzymuje brzmienie: „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, wysokość przychodu regulowanego oraz ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 21 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44–46.”, Po ust. 2da dodaje się ust. 2db w brzmieniu: „2db. W okresie od dnia wydania decyzji, o której mowa w ust. 2d, do dnia wprowadzenia do stosowania cen i stawek opłat określonych w trybie ust. 2da lub w przypadku wstrzymania wykonania lub uchylecia	

			postanowienia, o którym mowa w ust. 2da, zastosowanie ma ust. 2c.” Uzasadnienie dla propozycji alternatywnej: Zmiana alternatywna likwiduje lukę prawną, tj. brak podstaw do rozliczeń pomiędzy decyzją odmawiającą w trybie art. 47 ust. 2d, a wprowadzeniem do stosowania stawek wynikających z postanowienia Prezesa URE oraz w przypadku wstrzymania wykonania lub uchylecia postanowienia Prezesa URE określającego nowe ceny i stawki opłat. Jednak propozycja ta nie daje możliwości rekompensaty utraconych przychodów na skutek stosowania zaniżonych stawek w przypadku wygranej w sądzie. Wydłużenie z 7 do 21 dni okresu na wprowadzenie do stosowania cen i stawek opłat określonych w postanowieniu Prezesa URE konieczne jest ze względu na dostosowanie systemów informatycznych i regulacji wewnętrznych związanych ze stosowaniem taryfy oraz przekazanie informacji do użytkowników systemu. Ponadto okres ten powinien pozwolić na rozpatrzenie przez sąd ewentualnego wniosku przedsiębiorstwa energetycznego o wstrzymanie wykonania postanowienia Prezesa URE, który może być złożony łącznie z zażaleniem na postanowienie w ciągu 7 dni od opublikowania postanowienia Prezesa URE. Dla przedsiębiorstw sieciowych stosujących w regulacji taryf mechanizm konta regulacyjnego konieczne jest, aby Prezes URE w postanowieniu taryfowym, obok cen i stawek opłat, określił też wysokość przychodu regulowanego z działalności objętej taryfą, którego uzyskanie ma być zagwarantowane na dany rok i rozliczone w kolejnych taryfach w ramach mechanizmu konta regulacyjnego.	
745.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Aby w pełni zabezpieczyć interesy OSD, należałoby wskazać, że w przypadku przyjęcia zażalenia na zastosowanie przepisu art. 47da przez URE, w trwającym procesie taryfowym przy ustalaniu stawek opłat należałoby uwzględnić utracony przychód za okres stosowania art. 47da. Postulat: dodanie przepisu uwzględniającego powyższe.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu.
746.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Rekomenduje się wykreślenie z projektu ustawy proponowanej zmiany polegającej na dodaniu w art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne ust. 2da.	Uwaga uwzględniona

	ust. 2da w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne		Uzasadnienie: Proponowany przepis w sposób ponadwymiarowy rozszerza kompetencje Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf dla ciepła. Przyznaje on Prezesowi URE możliwość dowolnego kształtowania cen i stawek w taryfie w drodze postanowienia, które nie jest bezpośrednio zaskarżalne. Tym samym przepis ten de facto daje Prezesowi URE możliwość dowolnego kształtowania cen, które przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane stosować w rozliczeniach z odbiorcami. Należy podkreślić, że w sytuacji gdy dojdzie do zaskarżenia decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy okres stosowania taryfy określonej postanowieniem może trwać nawet kilka lat. Należy zwrócić uwagę, że dotychczasowa praktyka procesu zatwierdzania taryf niejednokrotnie pokazywała, że Prezes URE dążył do nieuzasadnionego obniżenia zarówno kosztów uzasadnionych, co w efekcie powodowało brak możliwości pokrycia przez taryfę faktycznie poniesionych kosztów uzasadnionych, jak i braku uwzględnienia uzasadnionego zwrotu z kapitału. Ponadto, proponowane rozwiązanie w zakresie zastosowania taryfy „przejściowej” stoi w sprzeczności z art. 44-46 ustawy - Prawo energetyczne, ponieważ w wyniku tego działania, w odniesieniu do tego samego zakresu działalności, zastosowane mają być dwa różne poziomy cen i stawek opłat – najpierw w taryfie „przejściowej”, a później – „normalnej”. Na poziomie proceduralnym należy wskazać, że potencjalne zastosowanie przez Prezesa URE proponowanego uprawnienia uniemożliwia zachowanie ogólnych terminów załatwiania spraw administracyjnych, w szczególności 35 § 3 KPA, pozostawiając przedsiębiorstwo energetyczne bez terminów w zakresie ustalenia „normalnej” taryfy i okresu obowiązywania „przejściowej”. W związku z tym, że projektowane uprawnienie dla Prezesa URE przewiduje możliwość złożenia zażalenia na ustalenie „przejściowej” taryfy, należy wyrazić również wątpliwości co do argumentu, że zniweluje ono zjawisko długoletnich postępowań odwoławczych od decyzji odmawiających zatwierdzenia „nowej” taryfy. Wydaje się, że należy wnioskować odwrotnie – kolejny środek odwoławczy może spowodować dalsze namnożenie i wydłużenie postępowań taryfowych. Mając na uwadze powyższe należy stwierdzić, że przedmiotowa regulacja w sposób istotny narusza interesy przedsiębiorstw energetycznych, jednocześnie przyznając Prezesowi URE praktycznie nieograniczone uprawnienia w tym zakresie.	
747.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zaproponowane uprawnienie Prezesa URE do wskazania, po jakich cenach i stawkach (z założenia niższych niż pozwalające na pokrycie kosztów sprzedawcy) powinno być prowadzone rozliczenie sprzedaży energii odbiorcom, jest niezasadne i nadmiarowe. Oznacza ono, że arbitralnie, pomimo sporu pomiędzy	Uwaga uwzględniona

	dodawanego ust. 2da w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	Prezesem URE a sprzedawcą, to Prezes URE z mocy ustawy ma przyznany głos rozstrzygający co do wysokości cen, jakie ma stosować sprzedawca. Głos sprzedawcy został ograniczony do wniesienia zażalenia na decyzję Prezesa URE, co jednak nie wstrzymuje wykonania postanowienia ustalającego ceny i stawki. Zaproponowany przepis stanowi radykalną ingerencję w wolność wykonywania działalności gospodarczej, która będzie miała dotkliwe skutki dla przedsiębiorstw energetycznych. Stoi ona w sprzeczności z zasadą równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Wprowadzenie takiego rozwiązania pozwoli Prezesowi URE wymusić obniżenie stawek zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy pod rygorem skorzystania z nowej kompetencji i jednostronnego narzucenia stawek przez organ. Doświadczenia płynące z postępowań sądowych toczących się w sprawach z odwołania od decyzji Prezesa URE pokazują, że rozwiązanie pozwalające na zaskarżenie postanowienia organu jednostronnie narzucającego stawki, nie będzie stanowiło skutecznej ochrony dla przedsiębiorstw. Praktyka postępowań sądowych pokazuje, że od chwili zaskarżenia rozstrzygnięcia organu do prawomocnego orzeczenia sądu mijają lata, a po upływie okresu, na jaki została zatwierdzona taryfa, nie będzie już możliwe uzyskanie w taryfie wynagrodzenia należnych wyższych kosztów, z uwagi na upływ okresu jej obowiązywania. Należy zwrócić uwagę, że dotychczasowa praktyka procesu zatwierdzania taryf niejednokrotnie pokazywała, że Prezes URE dążył do nieuzasadnionego obniżenia zarówno kosztów uzasadnionych, co w efekcie powodowało brak możliwości pokrycia przez taryfę faktycznie poniesionych kosztów uzasadnionych, jak i braku uwzględnienia uzasadnionego zwrotu z kapitału. W praktyce sprzedawca może więc być zobowiązany do prowadzenia sprzedaży ze stratą finansową przez długi okres, co grozi doprowadzeniem go do bankructwa. Celem ustawy nie może być wprowadzenie zapisów, które grożą istnieniu sprzedawcy. W przypadku istnienia sporu przy zatwierdzaniu taryfy, Prezes URE powinien odmówić w uzasadnionym przypadku zatwierdzenia cen w taryfie, ale powinien wskazać poziom cen zgodny z wnioskiem składanym przez sprzedawcę, pomniejszonym co najwyżej o wysokość wnioskowanej marży na sprzedaży, a następnie powinien skierować sprawę do rozpatrzenia przez sąd. Kroki takie są możliwe do przeprowadzenia na gruncie obecnie obowiązujących przepisów, przez co proponowany przepis jest niezasadny i zbędny i jako taki powinien być wykreślony. Ponadto, proponowane rozwiązanie w zakresie zastosowania taryfy „przejściowej” stoi w sprzeczności z art. 44-46 ustawy - Prawo energetyczne, ponieważ w wyniku tego działania, w odniesieniu do tego samego zakresu działalności, zastosowane mają być dwa różne poziomy cen i stawek opłat – najpierw w taryfie „przejściowej”, a później – „normalnej”.	

			Na poziomie proceduralnym należy wskazać, że potencjalne zastosowanie przez Prezesa URE proponowanego uprawnienia uniemożliwia zachowanie ogólnych terminów załatwiania spraw administracyjnych, w szczególności 35 § 3 KPA, pozostawiając przedsiębiorstwo energetyczne bez terminów w zakresie ustalenia „normalnej” taryfy i okresu obowiązywania „przejściowej”. W związku z tym, że projektowane uprawnienie dla Prezesa URE przewiduje możliwość złożenia zażalenia na ustalenie „przejściowej” taryfy, należy wyrazić również wątpliwości co do argumentu, że zniweluje ono zjawisko długoletnich postępowań odwoławczych od decyzji odmawiających zatwierdzenia „nowej” taryfy. Wydaje się, że należy wnioskować odwrotnie – kolejny środek odwoławczy może spowodować dalsze namnożenie i wydłużenie postępowań taryfowych. Mając na uwadze powyższe należy stwierdzić, że przedmiotowa regulacja w sposób istotny narusza interesy przedsiębiorstw energetycznych, jednocześnie przyznając Prezesowi URE praktycznie nieograniczone i niekontrolowane uprawnienia w tym zakresie i z tego względu nie powinna być wdrażana. W konsekwencji rezygnacji z art. 47 ust. 2da, zasadne jest również usunięcie z projektu zmiany w zakresie dodania w art. 47 ust. 3a.	
748.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 47 ust. 2da ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zaproponowane uprawnienie Prezesa URE do wskazania, po jakich cenach i stawkach (z założenia niższych niż pozwalające na pokrycie kosztów sprzedawcy) powinno być prowadzone rozliczenie sprzedaży energii odbiorcom, jest niezasadne i nadmiarowe. Oznacza ono, że arbitralnie, pomimo sporu pomiędzy Prezesem URE a sprzedawcą, to Prezes URE z mocy ustawy ma przyznany głos rozstrzygający co do wysokości cen, jakie ma stosować sprzedawca. Głos sprzedawcy został ograniczony do wniesienia zażalenia na decyzję Prezesa URE, co jednak nie wstrzymuje wykonania postanowienia ustalającego ceny i stawki. Zaproponowany przepis stanowi radykalną ingerencję w wolność wykonywania działalności gospodarczej, która będzie miała dotkliwe skutki dla przedsiębiorstw energetycznych. Stoi ona w sprzeczności z zasadą równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Wprowadzenie takiego rozwiązania pozwoli Prezesowi URE wymusić obniżenie stawek zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy pod rygorem skorzystania z nowej kompetencji i jednostronnego narzucenia stawek przez organ. Doświadczenia płynące z postępowań sądowych toczących się w sprawach z odwołania od decyzji Prezesa URE pokazują, że rozwiązanie pozwalające na zaskarżenie postanowienia organu jednostronnie narzucającego stawki, nie będzie stanowiło skutecznej ochrony dla przedsiębiorstw. Praktyka postępowań sądowych pokazuje, że od chwili zaskarżenia rozstrzygnięcia organu do prawomocnego orzeczenia sądu mijają lata, a po upływie okresu, na jaki została	Uwaga uwzględniona

		zatwierdzona taryfa, nie będzie już możliwe uzyskanie w taryfie wynagrodzenia należnych wyższych kosztów, z uwagi na upływ okresu jej obowiązywania. Należy zwrócić uwagę, że dotychczasowa praktyka procesu zatwierdzania taryf niejednokrotnie pokazywała, że Prezes URE dążył do nieuzasadnionego obniżenia zarówno kosztów uzasadnionych, co w efekcie powodowało brak możliwości pokrycia przez taryfę faktycznie poniesionych kosztów uzasadnionych, jak i braku uwzględnienia uzasadnionego zwrotu z kapitału. W praktyce sprzedawca może więc być zobowiązany do prowadzenia sprzedaży ze stratą finansową przez długi okres, co grozi doprowadzeniem go do bankructwa. Celem ustawy nie może być wprowadzenie zapisów, które grożą istnieniu sprzedawcy. W przypadku istnienia sporu przy zatwierdzaniu taryfy, Prezes URE powinien odmówić w uzasadnionym przypadku zatwierdzenia cen w taryfie, ale powinien wskazać poziom cen zgodny z wnioskiem składanym przez sprzedawcę, pomniejszonym co najwyżej o wysokość wnioskowanej marży na sprzedaży, a następnie powinien skierować sprawę do rozpatrzenia przez sąd. Kroki takie są możliwe do przeprowadzenia na gruncie obecnie obowiązujących przepisów, przez co proponowany przepis jest niezasadny i zbędny i jako taki powinien być wykreślony. Ponadto, proponowane rozwiązanie w zakresie zastosowania taryfy „przejściowej” stoi w sprzeczności z art. 44-46 ustawy - Prawo energetyczne, ponieważ w wyniku tego działania, w odniesieniu do tego samego zakresu działalności, zastosowane mają być dwa różne poziomy cen i stawek opłat – najpierw w taryfie „przejściowej”, a później – „normalnej”. Na poziomie proceduralnym należy wskazać, że potencjalne zastosowanie przez Prezesa URE proponowanego uprawnienia uniemożliwia zachowanie ogólnych terminów załatwiania spraw administracyjnych, w szczególności 35 § 3 KPA, pozostawiając przedsiębiorstwo energetyczne bez terminów w zakresie ustalenia „normalnej” taryfy i okresu obowiązywania „przejściowej”. W związku z tym, że projektowane uprawnienie dla Prezesa URE przewiduje możliwość złożenia zażalenia na ustalenie „przejściowej” taryfy, należy wyrazić również wątpliwości co do argumentu, że zniweluje ono zjawisko długoletnich postępowań odwoławczych od decyzji odmawiających zatwierdzenia „nowej” taryfy. Wydaje się, że należy wnioskować odwrotnie – kolejny środek odwoławczy może spowodować dalsze namnożenie i wydłużenie postępowań taryfowych. Mając na uwadze powyższe należy stwierdzić, że przedmiotowa regulacja w sposób istotny narusza interesy przedsiębiorstw energetycznych, jednocześnie przyznając Prezesowi URE praktycznie nieograniczone i niekontrolowane uprawnienia w tym zakresie i z tego względu nie powinna być wdrażana.	

			W konsekwencji rezygnacji z art. 47 ust. 2da, zasadne jest również usunięcie z projektu zmiany w zakresie dodania w art. 47 ust. 3a.	
749.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Należy zauważyć, że taryfa to nie tylko ceny i stawki opłat ale także zasady stosowania tych cen i stawek. Projektowany przepis art. 47 ust. 2da powinien zatem uwzględniać także wymogi stosowania postanowień dotychczasowej taryfy. Proponuje się również rezygnację z zaskarżalności postanowienia – zgodnie z zaproponowaną zmianą art. 47 ust. 3a – rozliczenie przedsiębiorstwa z odbiorcami nastąpi po cenach i stawkach zawartych w zatwierdzonej taryfie (po zakończeniu postępowania odwoławczego). Proponowane brzmienie ust. 2da: „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44–46. Ustalone ceny i stawki opłat stosuje się na zasadach określonych w taryfie dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c. Na postanowienie służy zażalenie w odwołaniu od decyzji, o której mowa w ust. 2d.”.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu
750.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Obecne brzmienie art. 47 ust. 2d Prawa energetycznego przewiduje, że „Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej”. Zaproponowana regulacja w nowelizacji mówi, jakie ceny i stawki opłat należy w takim przypadku stosować - dodano „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44–46.” Należy wziąć pod uwagę fakt, iż wniesienie zażalenia nie wstrzymuje wykonania postanowienia Prezesa URE o ustaleniu taryfy zastępczej. W przypadku wniesienia zażalenia od decyzji Prezesa Urzędu, sąd ochrony konkurencji i konsumentów może na wniosek strony, która wniosła odwołanie, wstrzymać	Uwaga uwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu

			wykonanie decyzji do czasu rozstrzygnięcia sprawy, jednak zanim sprawa trafi do sądu, przejdzie weryfikację formalną itp., te ceny i stawki ustalone arbitralnie przez Prezesa URE zostaną już wprowadzone w życie. W tym kontekście kluczowe jest umożliwienie weryfikacji takiej decyzji Prezesa URE przez sąd oraz niewprowadzanie nowych cen i stawek opłat bez możliwości zapewnienia przedsiębiorstwu uprzedniego prawa do ich weryfikacji przez sąd. Sugerujemy przewidzieć wprost, że wniesienie zażalenia wstrzymuje wykonanie postanowienia ustalającego taryfę zastępczą. Ewentualnie sugerujemy wykreślenie całego art. 47 ust. 2d i stosowanie taryfy dotychczasowej do czasu zatwierdzenia nowej taryfy. W naszej ocenie rozwiązanie zaproponowane w projekcie stanowi nieproporcjonalny środek ingerencji w swobodę prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo. Proponowane brzmienie art. 47 ust. 2da Prawa energetycznego: <i>„2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Wniesienie zażalenia w terminie wstrzymuje wykonanie postanowienia - przepis 479[52] ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. - Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 1575, 1578 i 2320 oraz z 2021 r. poz. 11) nie stosuje się. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44–46.”</i> Ewentualnie sugerujemy wykreślenie całego art. 47 ust. 2d i stosowanie taryfy dotychczasowej do czasu zatwierdzenia nowej taryfy.	
751.	Art. 1 pkt 38 lit. a i c projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da i 3a w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	Gas Storage Poland sp. z o.o.	Należy usunąć treść projektowanego art. 47 ust. 2da, który w istocie oznacza przyznanie Prezesowi URE jednostronnej kompetencji do ustalania cen i stawek opłat, co stanowi nadmierną ingerencję Prezesa URE w prowadzenie działalności gospodarczej, za której prowadzenie Prezes URE nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego. W powyższym kontekście arbitralna ingerencja Prezesa URE w wysokość cen i stawek opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować w taryfie, w przypadku gdyby ta ingerencja okazała się następnie być nieprawidłową lub niezgodną z prawem, niesie za sobą ryzyko narażenia przedsiębiorstwa energetycznego na szkodę, a tym samym ryzyko narażenia zarządu danego przedsiębiorstwa energetycznego na odpowiedzialność za działanie na szkodę spółki na mocy art. 293 KSH. Powstaje wówczas pytanie,	Uwaga uwzględniona Przepis został usunięty.

			kto wyrówna ewentualne straty przedsiębiorstwu w przypadku gdy taryfa, ustalona jednostronnie przez Prezesa URE, zostanie zaskarżona, a sąd przyzna rację przedsiębiorstwu energetycznemu. Powstaje także pytanie, czy przedsiębiorstwu będzie przysługiwało odszkodowanie od Skarbu Państwa. Biorąc powyższe pod uwagę, należy uchylić art. 47 ust. 2da w proponowanym brzmieniu. W konsekwencji zasadnym jest także usunięcie projektowanego art. 47 ust. 3a.	
752.	Art. 1 pkt 38 lit. a i c projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da i 3a w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne oraz propozycje brzmienia art. 47 ust. 2da - 2df	PGNiG	1. Rezygnacja z wprowadzenia postanowienia tymczasowego w sprawie taryf. <u>Propozycja:</u> Usunięcie art. 47 ust. 2da oraz 3 Prawa Energetycznego^[1]: ~~„2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44-46”~~ ~~„3a. W przypadku gdy ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 2da, są różne od cen i stawek opłat zawartych w ostatnio zatwierdzonej taryfie, rozliczenie z odbiorcami następuje za okres od dnia upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy, po cenach i stawkach wynikających z postanowienia, o którym mowa w ust. 2da.”;~~ <u>Uzasadnienie:</u> Postulat bazowy zakłada rezygnację z projektowanych zmian wprowadzających postanowienie Prezesa URE ws. stosowania stawek tymczasowych. Proponowane przepisy zmierzają bowiem do daleko idącego osłabienia pozycji przedsiębiorstw energetycznych w procesie taryfikacyjnym. Zmiany te mogą mieć szczególnie negatywny wpływ na funkcjonowanie podmiotów aktywnych w obszarze infrastrukturalnym, a także sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych. W projektowanej nowelizacji Prawa energetycznego zawarto nowy art. 47 ust. 2da i 3a, propozycja zakłada uprawnienie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) do wydawania postanowień tymczasowo ustalających poziom cen lub stawek opłat w okresie pomiędzy wygaśnięciem dotychczasowej taryfy a uprawomocnieniem się decyzji taryfowej dla kolejnego okresu w przypadku, gdy decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian	Uwaga uwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu

		warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Mechanizm ten dodatkowo wzmacnia ryzyka regulacyjne i ekonomiczne po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Istotą postępowania administracyjnego zakończonego decyzją zatwierdzającą taryfę jest zebranie wszechstronnego materiału dowodowego i wydanie decyzji z uwzględnieniem dbałości o interes odbiorców oraz wyważeniem tego interesu z koniecznością zapewnienia stabilności ekonomicznej funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Wprowadzenie postanowienia tymczasowego jako formy arbitralnego narzucania poziomu cen i stawek opłat stanowi bardzo daleko idącą ingerencję w prawa majątkowe przedsiębiorstw energetycznych, które zobowiązane będą stosować tymczasowe ceny i stawki opłat ustalone bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, a nie ceny i stawki opłat zatwierdzone w decyzji taryfowej po przeprowadzeniu postępowania w pełni respektującego prawa przedsiębiorstwa. Generuje to również ryzyka związane z wprowadzaniem zmian w warunkach prowadzenia działalności gospodarczej, na które przedsiębiorstwa energetyczne nie są przygotowane ekonomicznie, co może skutkować istotnymi problemami z utrzymaniem przez nie płynności finansowej oraz realizacją ambitnych programów inwestycyjnych. [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz. U. z 2021 r., poz. 716 z późn. zm.). 2. Wprowadzenie mechanizmu korygującego <u>Propozycja alternatywna:</u> Usunięcie art. 47 ust. 2d-2da oraz 3a Prawa Energetycznego oraz wprowadzenie art. 47 ust. 2da - 2df Prawa Energetycznego w brzmieniu: ~~2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej~~ ~~2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44-46~~	

		2da. Prezes URE ustala, w drodze decyzji, wysokość korekty uzyskanego przychodu i sposób jej rozliczenia, dla okresu stosowania na podstawie ust. 2c taryfy dotychczasowej po upływie terminu na jaki została zatwierdzona. Prezes URE przy wydaniu decyzji stosuje zasady określone w ust. 2db - 2df. 2db. Wysokość korekty przychodu ustala się w oparciu o przekazane przez przedsiębiorstwo energetyczne dane dotyczące rzeczywistych ilości dostarczanych paliw gazowych lub energii lub rzeczywistych ilości świadczonych usług za okres objęty korektą oraz różnicę pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi w tym okresie a: 1) stawkami ustalonymi w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie, albo 2) stawkami wynikającymi z prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt 2) – w przypadku rozstrzygnięcia uwzględniającego odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego. 2dc. Decyzję, o której mowa w ust. 2da, Prezes URE wydaje: 1) w terminie do 90 dni od dnia zatwierdzenia kolejnej taryfy, o której mowa w ust. 2db pkt 1), lub 2) w terminie do 90 dni od dnia prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt. 2). 2dd. Korektę przychodu przedsiębiorstwo energetyczne uwzględnia w kalkulacji taryf składanych do zatwierdzenia po otrzymaniu decyzji, o której mowa w ust. 2da. Dodatnią wartość tej korekty traktuje się jako przychody pokrywające koszty uzasadnione, a ujemna wartość korekty zwiększa koszty uzasadnione przyjęte do kalkulacji kolejnych taryf. 2de. Z zastrzeżeniem ust. 2df, uwzględnienie korekty przychodu nie powinno przekraczać 36 miesięcy licząc od daty wprowadzenia do stosowania pierwszej taryfy po ustaleniu tej korekty przez Prezesa URE. 2df. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, uwzględnienie korekty przychodu następuje w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie po wydaniu decyzji przez Prezesa URE, o której mowa w ust. 2da.” ~~„3a. W przypadku gdy ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 2da, są różne od cen i stawek opłat zawartych w ostatnio zatwierdzonej taryfie, rozliczenie z odbiorcami następuje za okres od dnia upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy, po cenach i stawkach wynikających z postanowienia, o którym mowa w ust. 2da.”;~~ <u>Uzasadnienie:</u> Zaproponowana treść art. 47 ust. 2da Prawa Energetycznego nie daje przedsiębiorstwom energetycznym możliwości skutecznego zaskarżenia postanowienia Prezesa URE określającego obniżone stawki taryfowe lub

		odzyskania utraconych przychodów w sytuacji, gdyby sąd rozstrzygnął skargę na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego. Projektowany ust. 2da przewiduje co prawda możliwość wniesienia zażalenia na postanowienie Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (dalej: „SOKiK”), jednak jego złożenie nie wstrzymuje automatycznie wykonania zaskarżonego postanowienia. Przepisy art. 479⁵² w zw. z art. 479⁵⁵ kodeksu postępowania cywilnego^[1] przewidują możliwość wniesienia do SOKiK wniosku o wstrzymanie wykonania zaskarżonego postanowienia, jednak uwzględnienie tego wniosku przez SOKiK spowoduje, że przedsiębiorstwo utraci podstawę do prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 47 ust. 2d Prawa Energetycznego. Warto zauważyć, że także w razie uchylecia postanowienia przez SOKiK, przedsiębiorstwo energetyczne utraci podstawę do prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 47 ust. 2d Prawa Energetycznego. Natomiast w sytuacji, gdyby SOKiK zmienił treść postanowienia ustalając wyższe stawki taryfowe, zaproponowane przepisy nie dają możliwości zrekompensowania utraconych przychodów na skutek stosowania określonych w postanowieniu zaniżonych stawek w okresie do czasu wprowadzenia do stosowania stawek określonych w wyroku SOKiK. Warto podkreślić, że okres ten może wynosić kilka lat. Mając powyższe na uwadze, w razie nieuwzględnienia postulatu podstawowego zwracamy się o rozważenie rozwiązania alternatywnego, tj. wprowadzenie regulacji umożliwiającej dokonanie korekty przychodów przedsiębiorstwa z uwzględnieniem stawek ustalonych w wyniku rozstrzygnięcia sporu pomiędzy Prezesem URE a przedsiębiorstwem energetycznym. Propozycja przewiduje wprowadzenie mechanizmu korekty nadmiernie lub niewystarczająco uzyskanego przychodu przez przedsiębiorstwo energetyczne, które stosuje taryfę po upływie okresu jej obowiązywania, w oparciu o art. 47 ust. 2c Prawa Energetycznego. Korekta ta ustalana będzie w drodze decyzji Prezesa URE i uwzględniana w kalkulacji kolejnych taryf, przedkładanych do zatwierdzenia po ustaleniu tej korekty. Podstawą do ustalenia tej korekty są ceny i stawki w taryfie zatwierdzonej po upływie okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub prawomocne rozstrzygnięcie sądu w sprawie odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy. Okres uwzględnienia tej korekty powinien być rozłożony w czasie, aby nie powodować nadmiernych zmian stawek taryfowych. Okres ten będzie skrócony jedynie dla przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi, aby ustaloną korektę można było uwzględnić przed zakończeniem okresu regulacji taryf na obrót paliwami gazowymi w 2024 r. W przypadku wprowadzenia proponowanych regulacji art. 47 ust. 2da - 2df przepisy art. 47 ust. 2d stają się zbędne, gdyż proponowane przepisy rozwiązują problem uzyskiwania nadmiarowych przychodów przez przedsiębiorstwo

			energetyczne stosujące zawyżone stawki taryfowe po upływie okresu obowiązywania taryfy.	
			[1] Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2020 r., poz. 1575 z późn. zm.).	
53.	Art. 1 pkt 38 lit. a i c projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2da i 3a w art. 47 ustawy - Prawo energetyczne oraz propozycje brzmienia art. 47 ust. 2da - 2df	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Proponujemy usunięcie art. 47 ust. 2da oraz 3a w obecnym brzmieniu i zastąpienie ich nowymi przepisami. Postulat bazowy zakłada rezygnację z projektowanych zmian wprowadzających postanowienie Prezesa URE ws. stosowania stawek tymczasowych. Proponowane przepisy zmierzają bowiem do daleko idącego osłabienia pozycji przedsiębiorstw energetycznych w procesie taryfikacyjnym. Zmiany te mogą mieć szczególnie negatywny wpływ na funkcjonowanie podmiotów aktywnych w obszarze infrastrukturalnym, a także sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych. W projektowanej nowelizacji Prawa energetycznego zawarto nowy art. 47 ust. 2da i 3a, propozycja zakłada uprawnienie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) do wydawania postanowień tymczasowo ustalających poziom cen lub stawek opłat w okresie pomiędzy wygaśnięciem dotychczasowej taryfy a uprawomocnieniem się decyzji taryfowej dla kolejnego okresu w przypadku, gdy decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Mechanizm ten dodatkowo wzmacnia ryzyka regulacyjne i ekonomiczne po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Istotą postępowania administracyjnego zakończonego decyzją zatwierdzającą taryfę jest zebranie wszechstronnego materiału dowodowego i wydanie decyzji z uwzględnieniem dbałości o interes odbiorców oraz wyważeniem tego interesu z koniecznością zapewnienia stabilności ekonomicznej funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Wprowadzenie postanowienia tymczasowego jako formy arbitralnego narzucania poziomu cen i stawek opłat stanowi bardzo daleko idącą ingerencję w prawa majątkowe przedsiębiorstw energetycznych, które zobowiązane będą stosować tymczasowe ceny i stawki opłat ustalone bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, a nie ceny i stawki opłat zatwierdzone w decyzji taryfowej po przeprowadzeniu postępowania w pełni respektującego prawa przedsiębiorstwa.	Uwaga uwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu

		Generuje to również ryzyka związane z wprowadzaniem zmian w warunkach prowadzenia działalności gospodarczej, na które przedsiębiorstwa energetyczne nie są przygotowane ekonomicznie, co może skutkować istotnymi problemami z utrzymaniem przez nie płynności finansowej oraz realizacją ambitnych programów inwestycyjnych. Zaproponowana treść art. 47 ust. 2da Prawa Energetycznego nie daje przedsiębiorstwom energetycznym możliwości skutecznego zaskarżenia postanowienia Prezesa URE określającego obniżone stawki taryfowe lub odzyskania utraconych przychodów w sytuacji, gdyby sąd rozstrzygnął skargę na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego. Projektowany ust. 2da przewiduje co prawda możliwość wniesienia zażalenia na postanowienie Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (dalej: „SOKiK”), jednak jego złożenie nie wstrzymuje automatycznie wykonania zaskarżonego postanowienia. Przepisy art. 479⁵² w zw. z art. 479⁵⁵ kodeksu postępowania cywilnego¹ przewidują możliwość wniesienia do SOKiK wniosku o wstrzymanie wykonania zaskarżonego postanowienia, jednak uwzględnienie tego wniosku przez SOKiK spowoduje, że przedsiębiorstwo utraci podstawę do prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 47 ust. 2d Prawa Energetycznego. Warto zauważyć, że także w razie uchylecia postanowienia przez SOKiK, przedsiębiorstwo energetyczne utraci podstawę do prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 47 ust. 2d Prawa Energetycznego. Natomiast w sytuacji, gdyby SOKiK zmienił treść postanowienia ustalając wyższe stawki taryfowe, zaproponowane przepisy nie dają możliwości zrekompensowania utraconych przychodów na skutek stosowania określonych w postanowieniu zaniżonych stawek w okresie do czasu wprowadzenia do stosowania stawek określonych w wyroku SOKiK. Warto podkreślić, że okres ten może wynosić kilka lat. Mając powyższe na uwadze, w razie nieuwzględnienia postulatu podstawowego zwracamy się o rozważenie rozwiązania alternatywnego, tj. wprowadzenie regulacji umożliwiającej dokonanie korekty przychodów przedsiębiorstwa z uwzględnieniem stawek ustalonych w wyniku rozstrzygnięcia sporu pomiędzy Prezesem URE a przedsiębiorstwem energetycznym. Propozycja przewiduje wprowadzenie mechanizmu korekty nadmiernie lub niewystarczająco uzyskanego przychodu przez przedsiębiorstwo energetyczne, które stosuje taryfę po upływie okresu jej obowiązywania, w oparciu o art. 47 ust. 2c Prawa Energetycznego. Korekta ta ustalana będzie w drodze decyzji Prezesa	

		URE i uwzględniana w kalkulacji kolejnych taryf, przedkładanych do zatwierdzenia po ustaleniu tej korekty. Podstawą do ustalenia tej korekty są ceny i stawki w taryfie zatwierdzonej po upływie okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub prawomocne rozstrzygnięcie sądu w sprawie odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy. Okres uwzględnienia tej korekty powinien być rozłożony w czasie, aby nie powodować nadmiernych zmian stawek taryfowych. Okres ten będzie skrócony jedynie dla przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi, aby ustaloną korektę można było uwzględnić przed zakończeniem okresu regulacji taryf na obrót paliwami gazowymi w 2024 r. W przypadku wprowadzenia proponowanych regulacji art. 47 ust. 2da - 2df przepisy art. 47 ust. 2d stają się zbędne, gdyż proponowane przepisy rozwiązują problem uzyskiwania nadmiarowych przychodów przez przedsiębiorstwo energetyczne stosujące zawyżone stawki taryfowe po upływie okresu obowiązywania taryfy. Usunięcie art. 47 ust. 2d-2da oraz 3a Prawa Energetycznego: ~~2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej~~ ~~2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, na które służy zażalenie, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu tego postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. Ustalając ceny i stawki opłat, o których mowa w zdaniu pierwszym, Prezes URE stosuje odpowiednio zasady i przepisy, o których mowa w art. 44-46~~ ~~„3a. W przypadku gdy ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 2da, są różne od cen i stawek opłat zawartych w ostatnio zatwierdzonej taryfie, rozliczenie z odbiorcami następuje za okres od dnia upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy, , po cenach i stawkach wynikających z postanowienia, o którym mowa w ust. 2da.”;~~	

			oraz wprowadzenie art. 47 ust. 2da - 2df Prawa Energetycznego w brzmieniu: <i>2da. Prezes URE ustala, w drodze decyzji, wysokość korekty uzyskanego przychodu i sposób jej rozliczenia, dla okresu stosowania na podstawie ust. 2c taryfy dotychczasowej po upływie terminu na jaki została zatwierdzona. Prezes URE przy wydaniu decyzji stosuje zasady określone w ust. 2db - 2df.</i> <i>2db. Wysokość korekty przychodu ustala się w oparciu o przekazane przez przedsiębiorstwo energetyczne dane dotyczące rzeczywistych ilości dostarczanych paliw gazowych lub energii lub rzeczywistych ilości świadczonych usług za okres objęty korektą oraz różnicę pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi w tym okresie a:</i> <i>1) stawkami ustalonymi w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie, albo</i> <i>2) stawkami wynikającymi z prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt 2) – w przypadku rozstrzygnięcia uwzględniającego odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego.</i> <i>2dc. Decyzję, o której mowa w ust. 2da, Prezes URE wydaje:</i> <i>1) w terminie do 90 dni od dnia zatwierdzenia kolejnej taryfy, o której mowa w ust. 2db pkt 1), lub</i> <i>2) w terminie do 90 dni od dnia prawomocnego rozstrzygnięcia postępowania odwoławczego, o którym mowa w ust. 2c pkt. 2).</i> <i>2dd. Korektę przychodu przedsiębiorstwo energetyczne uwzględnia w kalkulacji taryf składanych do zatwierdzenia po otrzymaniu decyzji, o której mowa w ust. 2da. Dodatnią wartość tej korekty traktuje się jako przychody pokrywające koszty uzasadnione, a ujemna wartość korekty zwiększa koszty uzasadnione przyjęte do kalkulacji kolejnych taryf.</i> <i>2de. Z zastrzeżeniem ust. 2df, uwzględnienie korekty przychodu nie powinno przekraczać 36 miesięcy licząc od daty wprowadzenia do stosowania pierwszej taryfy po ustaleniu tej korekty przez Prezesa URE.</i> <i>2df. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, uwzględnienie korekty przychodu następuje w kolejnej zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie po wydaniu decyzji przez Prezesa URE, o której mowa w ust. 2da.”</i>	
754.	Art. 1 pkt 38 lit. b projektu ustawy w zakresie	PTPiREE	Brak możliwości praktycznej oceny harmonogramu rzeczowo – finansowego. Zadania mogą przesuwac się w czasie z uwagi na czynniki niezależne od OSD. Realnie można ocenić wykonanie planowanych nakładów finansowych dla całości planu lub wybranych grup zadań/kierunków inwestowania.	Uwaga nieuwzględniona

	dodawanego art. 47 ust. 2h ustawy - Prawo energetyczne		Proponuje się następujące brzmienie przepisu, spójnie z propozycjami poprzedzającymi: <i>2h. W taryfach zatwierdzanych lub zmienianych po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 16 ust. 18b, uwzględnia się łączny poziom niewykonania nakładów finansowych harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o którym mowa w art.16 ust. 7 pkt 7.</i> (zdanie drugie bez zmian).	Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Przedsiębiorstwo energetyczne może zwrócić się do Prezesa URE o przedłużenie terminów z uwagi na przyczyny od niego niezależne. Ponadto, w ustawie przewidziano minimalny stopień wykonania w wys. 85%, w przeciwieństwo do np. ustawy o rynku mocy, w której wynosi on 95%, zatem zapewniono elastyczność regulacji.
755.	Art. 1 pkt 38 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2h w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	W treści projektowanego przepisu, powinno się uwzględnić również przypadek w którym, nakłady są wykonane w wyższym wymierze niż pierwotnie zakładano. Co oznacza, że korekta może dotyczyć również wzrostu stawek opłat dystrybucyjnych. 2. Dodatkowo należałoby się również zastanowić nad uwzględnieniem rozliczenia wykonywanego planu opłat przyłączeniowych, które również mają wpływ na wielkość wzrostów stawek opłat. Nie zrealizowane nakłady przyłączeniowe zgodnie z harmonogramem będą skutkować brakiem wpływów z tyt. pobieranych opłat przyłączeniowych pobieranych zazwyczaj po zakończeniu inwestycji. 3. Dodatkowa uwaga (w nawiązaniu do art. 16 ust 18a-18c. Projektu). Rozpoczęte procesy taryfowe przed datą złożenia sprawozdania z realizacji inwestycji (kwiecień danego roku) mogą nie zostać zakończone ze względu na brak w/w sprawozdania w celu weryfikacji poprawności ujęcia rozliczenia a w konsekwencji może nastąpić wydłużenie procesu zatwierdzania taryfy. Postulat: uwzględnienie sytuacji opisanej powyżej. Należałoby doprecyzować, aby dla wniosków o nową taryfę bądź aktualizację taryfy złożonych przed terminem 30 marca (data zbieżna z datą zatwierdzenia sprawozdania przez	Uwaga nieuwzględniona Postulat nie zasługuje na uwzględnienie. Wynagradzanie jest związane z realizacją inwestycji zgodnie z planem. Przy wyższych nakładach nie ulegnie ono zmianie. Pozyskanie dodatkowego kapitału powiązane jest z odpowiednimi zachętami finansowymi.

			biegłego) nie ma konieczności uwzględnienia rozliczenia nakładów za wykonany rok rozliczeniowy. Nastąpi to rozliczenie w kolejnej taryfie bądź aktualizacji na wezwanie URE	
756.	Art. 1 pkt 38 lit. b projektu ustawy w zakresie dodawanego ust. 2h w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Projektowany przepis nie jest zgodny z zasadami określonymi w rozporządzeniu NC TAR. Rozporządzenie nakłada na operatorów systemów przesyłowych obowiązek publikacji stawek taryfowych obowiązujących przynajmniej do końca roku kolejnego roku gazowego na 30 dni przed aukcją roczną. Należy zauważyć, że zgodnie z art. 16 ust. 18 UPE, sprawozdanie z realizacji planu rozwoju powinno zostać przedłożone do 30 kwietnia danego roku. Tymczasem, aby sprostać wymogom rozporządzenia NC TAR, OSP jest zobowiązany do przygotowania projektu taryfy i przedłożenia go do Prezesa URE we wcześniejszym terminie, przed 30 kwietnia. Z projektu nowelizacji z góry wynika zatem, że każdorazowo taryfa podlegać będzie aktualizacji po ustaleniu stopnia niewykonania realizacji inwestycji. Postulowana zmiana taryfy w ciągu roku może spowodować nieprzewidywalność kosztów po stronie klientów, którzy optymalizując swoje portfele zakupowe wliczają opłaty przesyłowe w kalkulacje opłacalności zawieranych kontraktów. Ponadto, projektowany przepis negatywnie wpłynie na pozycję negocjacyjną OSP w procesie pozyskiwania finansowania obcego dla prowadzonych inwestycji. Przepis skutkuje brakiem przewidywalności przychodów z podstawowej działalności OSP może spowodować pogorszenie sytuacji finansowej operatora lub nawet brak możliwości wywiązania się z bieżących zobowiązań czy też okresową utratę płynności. Tak duża zmiana otoczenia prawnego OSP może spowodować konieczność renegotiacji umów kredytowych lub ich wypowiedzenie. Proponuje się usunięcie art.. 47 ust. 2h.	Uwaga nieuwzględniona Sprawozdanie z całości planu rozwoju składane jest do dnia 30 kwietnia w obecnie obowiązujących przepisach i nie uniemożliwia to przygotowania projektu taryfy, która jest zatwierdzana do dnia 30 maja, zgodnie z NC TAR, Ponadto, można ją przygotować wcześniej i skorygować lub uzupełnić na etapie wniosku Co więcej, przedsiębiorstwa energetyczne mają możliwość wystąpienia o przedłużenie terminu
757.	Art. 1 pkt 38 lit. c w zakresie dodawanego art. 47 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	PTPiREE	Wprowadzenie zapisu w proponowanym brzmieniu pociąga za sobą konieczność wystawienia faktur korygujących dla wszystkich faktur rozliczeniowych wystawionych pomiędzy pierwszym dniem następującym po okresie, na jaki została ustalona ostatnio zatwierdzona taryfa a dniem wprowadzenia postanowienia Prezesa URE, o którym mowa w ust. 2da. Koszt wystawienia przedmiotowych faktur korygujących może przewyższyć poziom korekt przychodów wynikających z ich wystawienia. W związku z tym, proponujemy aby ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 2da obowiązywały od dnia wprowadzenia postanowienia Prezesa URE przez przedsiębiorstwo energetyczne. Proponujemy zmianę zapisu na następujący:	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu

			„W przypadku gdy ceny i stawki opłat, o których mowa w ust. 2da, są różne od cen i stawek opłat zawartych w ostatnio zatwierdzonej taryfie, rozliczenie z odbiorcami następuje za okres od dnia wprowadzenia postanowienia Prezesa URE wskazanego w ust. 2da przez przedsiębiorstwo energetyczne do dnia wejścia w życie nowej taryfy , po cenach i stawkach wynikających z postanowienia, o którym mowa w ust. 2da.”	
758.	Art. 1 pkt 38 lit. c w zakresie dodawanego art. 47 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	W konsekwencji propozycji wykreślenia w art. 47 ust. 2da, zasadne jest również usunięcie z projektu zmiany w zakresie dodania w art. 47 ust. 3a.	Uwaga uwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu
759.	Art. 1 pkt 38 lit. c w zakresie dodawanego art. 47 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	Treść proponowanego przepisu art. 47 ust. 3a jest zbędna, gdyż materia ta została uregulowana w proponowanym art. 47 ust. 2da. Proponujemy wykreślenie tego przepisu z projektu ustawy, aby nie powodować sprzeczności pomiędzy ust. 2da i ust. 3a. Wykreślić proponowany art. 47 ust. 3a.	Uwaga uwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu
760.	Art. 1 pkt 38 lit. c w zakresie dodawanego art. 47 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zasadna jest zmiana projektowanego art. 47 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Rozliczenie odbiorców z przedsiębiorstwem energetycznym powinno nastąpić po weryfikacji zasadności cen i stawek opłat ustalonych przez Prezesa URE w trybie przewidzianym w ust. 2da. Weryfikacja następowałaby poprzez porównanie ich z cenami i stawkami zawartymi w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE po zakończeniu postępowania odwoławczego. Proponuje się następujące brzmienie art. 47 ust. 3a: „W przypadku, gdy ceny i stawki, o których mowa w ust. 2da są różne od cen i stawek zawartych w zatwierdzonej taryfie, rozliczenie z odbiorcami następuje za cały okres po cenach i stawkach wynikających z zatwierdzonej na ten okres taryfy.”.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa regulacja została usunięta z projektu
761.	Art. 1 pkt 38 lit. d i e projektu ustawy w zakresie art. 47 ust. 4 i 6 ustawy -	Urząd Regulacji Energetyki	Część OSDp ma zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej w formie jednej decyzji - dla dystrybucji i obrotu dla grup taryfowych G tekst taryfy też jest jeden. Projektowane przepisy „rozdzielają” termin wprowadzenia do stosowania taryfy dla dystrybucji (14-45 dni) i dla obrotu (30 dni). Spowoduje to, że decyzja Prezesa URE będzie wprowadzana do stosowania w części. Tymczasem obecnie taryfa jest wprowadzana do stosowania jednocześnie w zakresie dystrybucji i obrotu, co	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostało wprowadzone wyłączenie dla przedsiębiorstw energetycznych, która

	Prawo energetyczne		istotnie ułatwia rozliczenia odbiorców z OSD. Z tego względu brak uzasadnienia dla projektowanej zmiany. Proponuje się skreślić lit. d i e w art. 1 pkt 38 projektu.	mają wydawaną jedną decyzję w sprawie taryf dla dystrybucji i obrotu.
762.	Art. 1 pkt 38 lit. d i e projektu ustawy w zakresie art. 47 ust. 4 i 6 ustawy - Prawo energetyczne	Pracodawcy RP	Interpretacja proponowanych przepisów, dla przedsiębiorstw energetycznych, które zatwierdzają jednocześnie taryfę na obrót (tzn. ceny dla gospodarstw domowych) i taryfę dystrybucyjną, prowadzić może do takiego stwierdzenia, że Prezes URE będzie wydawał dwie decyzje, z tym że w przypadku cen i stawek opłat dla gospodarstw domowych z obligatoryjnym 30 dniowym terminem na wprowadzenie taryfy do stosowania. Dlatego ważne jest odpowiednie doprecyzowanie projektowanego przepisu w taki sposób, żeby obejmował w jednej decyzji w zakresie zatwierdzenia taryfy przypadek przedsiębiorstw energetycznych stosujących jedną taryfę dla obrotu i dystrybucji.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostało wprowadzone wyłączenie dla przedsiębiorstw energetycznych, która mają wydawaną jedną decyzję w sprawie taryf dla dystrybucji i obrotu.
763.	Art. 1 pkt 38 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 47 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Nie ma żadnego uzasadnienia do tego, aby to Prezes URE, bez żadnego ograniczenia, wskazywał datę wejścia w życie taryfy. Nie można wprowadzać ustawowych regulacji, które dają niekontrolowaną w żaden sposób władzę instytucji do decydowania o wyniku finansowym osiąganym przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem energią elektryczną. Zwracamy uwagę, że każdy dzień wejścia w życie nowych cen to różnica w przychodach przedsiębiorstwa liczona w milionach złotych. Nie jest jasne uzasadnienie do wprowadzania takiej zmiany, w dodatku tylko w odniesieniu do energii elektrycznej. Co więcej, takie działanie może prowadzić do dublowania kosztów, w sytuacji kiedy taryfa dystrybucyjna i obrotowa wejdą w życie w różnych terminach, co zdarzało się na zasadzie wyjątku, a po wprowadzeniu proponowanych przepisów byłoby normą. Dodatkowo, praktyka pokazuje, że postępowania o zatwierdzenie taryfy trwają długo. Chcąc wprowadzić do stosowania taryfę dla energii elektrycznej zgodnie z okresem, na który jest kalkulowana, tj. od 1 stycznia konieczne będzie jeszcze wcześniejsze rozpoczynanie postępowania o zatwierdzenie celem zachowania niezbędnego zapasu czasu na oczekiwanie 30 dni. Proponowana regulacja jest sprzeczna z brzmieniem art. 5 ust. 6 proponowanym w projekcie.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostało wprowadzone wyłączenie dla przedsiębiorstw energetycznych, która mają wydawaną jedną decyzję w sprawie taryf dla dystrybucji i obrotu.
764.	Art. 1 pkt 38 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 47 ust. 6 ustawy -	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Nie ma żadnego uzasadnienia do tego, aby to Prezes URE, bez żadnego ograniczenia, wskazywał datę wejścia w życie taryfy. Nie można wprowadzać ustawowych regulacji, które dają niekontrolowaną w żaden sposób władzę instytucji do decydowania o wyniku finansowym osiąganym przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem energią elektryczną. Zwracamy uwagę, że każdy dzień wejścia w życie nowych cen to różnica w przychodach przedsiębiorstwa liczona w milionach złotych. Nie jest jasne uzasadnienie do wprowadzania takiej zmiany, w dodatku tylko w odniesieniu do energii elektrycznej.	Uwaga częściowo uwzględniona. Zostało wprowadzone wyłączenie dla przedsiębiorstw energetycznych, która mają wydawaną jedną

	Prawo energetyczne		Co więcej, takie działanie może prowadzić do dublowania kosztów, w sytuacji kiedy taryfa dystrybucyjna i obrotowa wejdą w życie w różnych terminach, co zdarzało się na zasadzie wyjątku, a po wprowadzeniu proponowanych przepisów byłoby normą. Dodatkowo, praktyka pokazuje, że postępowania o zatwierdzenie taryfy trwają długo. Chcąc wprowadzić do stosowania taryfę dla energii elektrycznej zgodnie z okresem, na który jest kalkulowana, tj. od 1 stycznia konieczne będzie jeszcze wcześniejsze rozpoczynanie postępowania o zatwierdzenie celem zachowania niezbędnego zapasu czasu na oczekiwanie 30 dni. Proponowana regulacja jest sprzeczna z brzmieniem art. 5 ust. 6 proponowanym w projekcie.	decyzję w sprawie taryf dla dystrybucji i obrotu.
765.	Art. 1 pkt 38 lit. e projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 47 ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis powinien określać wprowadzenie do stosowania taryfy dotyczącej obrotu energią niezatwierdzanej przez Prezesa URE. Nie wszyscy sprzedawcy stosują taryfy zatwierdzone.	Uwaga uwzględniona.
766.	Propozycja dodania do ustawy - Prawo energetyczne art. 47a	Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	W warunkach dynamicznie zmieniającego się otoczenia gospodarczego i potrzeby podejmowania strategicznych decyzji inwestycyjnych przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzialne za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii potrzebują stabilnych ram regulacyjnych, w szczególności w zakresie taryf, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Wzorem sektora telekomunikacyjnego konieczne jest wprowadzenie podstaw prawnych dla zawarcia pomiędzy regulatorem rynku (Prezesem URE) a przedsiębiorstwem sieciowym wieloletniego porozumienia regulacyjnego określającego szczegółowe zasady kalkulacji taryf. Porozumienie to powinno określać sposób odzwierciedlenia w kalkulacji taryf bieżących i prognozowanych zmian otoczenia gospodarczego. Treść tego porozumienia będzie wiążąca w procesie uzgodnienia z regulatorem zmiany stawek taryfowych i znacznie skróci ten proces. Możliwości wydłużenia okresu regulacyjnego na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, dystrybucją, magazynowaniem, skraplaniem i regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego dostosowuje zasady regulacji w Polsce do istniejących trendów w krajach Unii Europejskiej, poprzez wydłużenie okresu regulacji, zawierającego kilka lat taryfowych. Stwarza to przedsiębiorstwom energetycznym zarządzającym infrastrukturą sieciową, magazynowania, skraplania i regazyfikacji paliw gazowych możliwość opracowania strategii działania przedsiębiorstwa w dłuższej perspektywie czasowej na podstawie przewidywalnego i stosunkowo stabilnego przychodu	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres projektu.

		regulowanego. Ponadto umożliwia określenie długoterminowych ram w zakresie optymalizacji kosztowej, czyli daje stabilność otoczenia regulacyjnego w długim okresie, co prowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego oraz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania infrastruktury. Doświadczenia europejskie wskazują na praktykę dążenia do wydłużenia czasu trwania okresu regulacji spółek infrastrukturalnych. Zauważyć należy również, że Polska na tle UE pozostała krajem z najkrótszym okresem regulacyjnym. Długość okresu regulacyjnego w obszarze dystrybucji gazu poszczególnych krajach trwa zwykle od 3 do 6 lat. Ze względu na potrzebę ograniczenia dodatkowego obciążenia administracyjnego Prezesa URE wynikającego z wprowadzanej regulacji, możliwość wnioskowania o zawarcie porozumienia regulacyjnego została ograniczona jedynie do dużych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się świadczeniem usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych, a także magazynowania, skraplania i regazyfikacji paliw gazowych. Liczba przedsiębiorstw spełniających kryteria wymienione w ust. 2 pkt 1 i 3 w Polsce wynosi ok. 10. Ponadto o zawarcie wieloletniego porozumienia regulacyjnego będą mogły wnioskować jedynie przedsiębiorstwa o ugruntowanej pozycji na rynku, tj. działające przez okres co najmniej 4 lat. Pozwoli to ustalić w porozumieniu parametry stanowiące bazę do kalkulacji taryfy na podstawie wiarygodnych danych historycznych. Zakresem regulacji nie objęto działalności w zakresie obrotu energią elektryczną i paliwami gazowymi ze względu na sukcesywne wycofywanie się państwa z regulacji tej sfery działalności. W przypadku mniejszych przedsiębiorstw energetycznych sieciowych regulacja taryf odbywać się będzie analogicznie jak dotychczas, tj. na podstawie przepisów prawa oraz wytycznych Prezesa URE. Przyjęcie stabilnych warunków do inwestowania w infrastrukturę energetyczną w dłuższym horyzoncie czasowym sprzyjać będzie zwiększeniu inwestycji w okresie pogorszenia koniunktury gospodarczej. „Art. 47a. 1. Prezes URE zawiera z przedsiębiorstwem energetycznym na jego wniosek, porozumienie określające parametry przyjmowane do kalkulacji taryf za świadczone usługi, w szczególności: 1. okres regulacji nie krótszy niż 4 lata; 2. sposób określenia wolumenu paliw gazowych lub energii elektrycznej lub zdolności magazynowych, przyjmowane do kalkulacji taryfy; 3. sposób określenia kosztów uzasadnionych i przychodu regulowanego;	

			4. sposób ustalenia uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego w działalność kapitału. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zawarcie porozumienia, o którym mowa w ust. 1, jeśli: - wniosek dotyczy taryf za świadczone usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowania lub skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych; - świadczyło usługi w zakresie objętym wnioskiem przez co najmniej 4 lata kalendarzowe przed dniem złożenia wniosku; - nie jest przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7. 3. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej, która nie została przewidziana w treści zawartego wcześniej porozumienia, porozumienie może zostać zmienione lub rozwiązane na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego przed upływem okresu jego obowiązywania. 4. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, może zawierać zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do realizacji w okresie obowiązywania porozumienia działań lub projektów inwestycyjnych związanych z realizacją polityki energetycznej państwa i określać sposób pokrycia kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstwa energetycznego wynikających z realizacji tych działań lub projektów, jak również uwzględniać zachęty inwestycyjne. 5. W porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, określa się sposób uwzględnienia w kalkulacji taryfy zachodzących i prognozowanych zmian w otoczeniu gospodarczym przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności dotyczących zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe, kosztów wynagrodzeń oraz cen materiałów, energii i usług obcych. 6. Zasady i warunki określone w porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, uwzględnia się w procesie ustalania i zatwierdzania taryf dla paliw gazowych lub energii.”	
767.	Propozycja dodania do ustawy - Prawo energetyczne art. 47a	PGNiG	Porozumienie regulacyjne <u>Propozycja:</u> Dodanie nowego art. 47a Prawa Energetycznego Art. 47a. 1. Prezes URE zawiera z przedsiębiorstwem energetycznym na jego wniosek, porozumienie określające parametry przyjmowane do kalkulacji taryf za świadczone usługi, w szczególności: 1) okres regulacji nie krótszy niż 4 lata;	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres projektu.

		2) sposób określenia wolumenu paliw gazowych lub energii elektrycznej lub zdolności magazynowych, przyjmowane do kalkulacji taryfy; 3) sposób określenia kosztów uzasadnionych i przychodu regulowanego; 4) sposób ustalenia uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego w działalność kapitału. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zawarcie porozumienia, o którym mowa w ust. 1, jeśli: 1) wniosek dotyczy taryf za świadczone usługi w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowania lub skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych; 2) świadczyło usługi w zakresie objętym wnioskiem przez co najmniej 4 lata kalendarzowe przed dniem złożenia wniosku; 3) nie jest przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, o którym mowa w art. 9d ust. 7. 3. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej, która nie została przewidziana w treści zawartego wcześniej porozumienia, porozumienie może zostać zmienione lub rozwiązane na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego przed upływem okresu jego obowiązywania. 4. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, może zawierać zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do realizacji w okresie obowiązywania porozumienia działań lub projektów inwestycyjnych związanych z realizacją polityki energetycznej państwa i określać sposób pokrycia kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstwa energetycznego wynikających z realizacji tych działań lub projektów, jak również uwzględniać zachęty inwestycyjne. 5. W porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, określa się sposób uwzględnienia w kalkulacji taryfy zachodzących i prognozowanych zmian w otoczeniu gospodarczym przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności dotyczących zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe, kosztów wynagrodzeń oraz cen materiałów, energii i usług obcych. 6. Zasady i warunki określone w porozumieniu, o którym mowa w ust. 1, uwzględnia się w procesie ustalania i zatwierdzania taryf dla paliw gazowych lub energii.” <u>Uzasadnienie:</u> Prowadzenie działalności przez operatorów gazowych wiąże się operowaniem na infrastrukturze kapitałochłonnej. Oznacza to konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom infrastrukturalnym długoterminowych ram finansowania prowadzonej aktywności, co może zostać wprowadzone poprzez wdrożenie formuły wieloletniego porozumienia regulacyjnego zawieranego z Prezesem URE.	

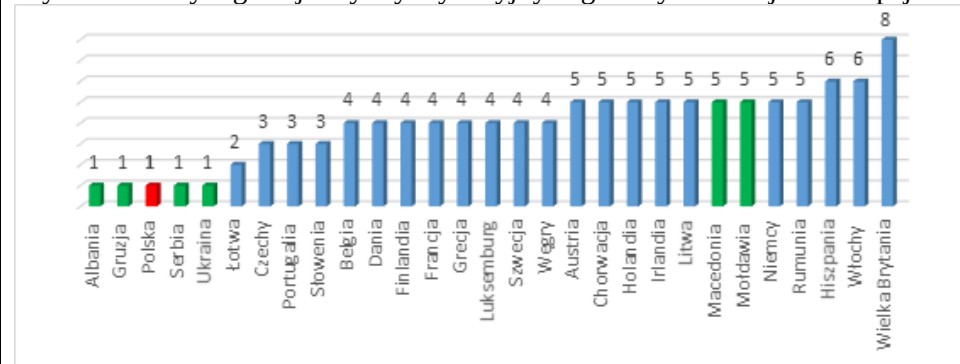
Szczególną uwagę należy w tym kontekście zwrócić na Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o., która realizuje program przyspieszenia gazyfikacji kraju. Drugim stymulatorem są wyzwania wynikające ze zmieniającej się polityki energetyczno-klimatycznej zorientowanej na wdrażanie europejskiego zielonego ładu, które wymagają ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie sieci gazowej czy infrastruktury magazynowej do wymogów związanych z obsługą nowych typów gazów. Stworzenie skonkretyzowanych ram dla kalkulacji taryfy w perspektywie wieloletniej pozwoli na prowadzenie odpowiedniej polityki inwestycyjnej bez obaw związanych z brakiem gwarancji zwrotu zainwestowanych środków.

Z praktyki regulacyjnej wynika, iż Prezes URE w kalkulacji taryfy za uzasadnioną uznaje jedynie część kosztów historycznych sprzed dwóch lat, co w warunkach dynamicznego rozwoju systemu gazowego nie pozwala na pełne pokrycie faktycznie ponoszonych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Prezes URE nie znajduje podstaw prawnych dla uwzględnienia dodatkowych kosztów planowanych wynikających ze wzrostu skali działalności, tj. dodatkowych kosztów pracy, usług obcych, materiałów i energii czy ubezpieczeń niezbędnych do obsługi nowych inwestycji.

Problem stanowi również uzgodnienie sposobu uwzględnienia w taryfie planowanych kosztów wynikających z wdrożenia regulacji prawnych czy nowych standardów rachunkowości, które nie znajdowały odzwierciedlenia w kosztach historycznych. Jednocześnie organ regulacyjny oczekuje, aby każda oszczędność, jaką wygeneruje Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w swojej działalności operacyjnej, niezwłocznie przełożyła się na obniżenie rachunku odbiorcy.

W wielu krajach Unii Europejskiej oraz w Wielkiej Brytanii wprowadzono wieloletnie modele regulacji taryf dystrybucyjnych. Według dostępnych informacji Polska w całej Unii Europejskiej pozostała jedynym krajem, w którym stosowany jest roczny okres regulacji taryf.

Wykres: Okresy regulacji taryf dystrybucyjnych gazowych w krajach europejskich



			 - Polska  - inne kraje UE oraz Wielka Brytania  - kraje należące do Wspólnoty Energetycznej Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych stowarzyszenia europejskich regulatorów CEER^[1] oraz Sekretariatu Wspólnoty Energetycznej^[2]. Modele taryfowe stosowane w innych krajach europejskich polegają na tym, że promowana jest efektywność funkcjonowania przedsiębiorstwa i realizacja inwestycji zgodnych z polityką energetyczną danego kraju (np. wzrost wykorzystania lokalnych źródeł gazu czy innowacyjność). Organy regulacyjne przewidują wyższe wynagrodzenie dla inwestycji uznanych w danym kraju za priorytetowe. Tego typu model regulacji powinien być wdrożony również w Polsce. Wieloletni model regulacji taryf powinien precyzyjnie określać sposób uwzględniania w kalkulacji taryfy poszczególnych rodzajów kosztów i zysku wynikających ze zrealizowanych i planowanych inwestycji w infrastrukturę gazową. Porozumienie powinno być zawierane na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego na okres co najmniej czterech lat, a jego treść byłaby wiążąca w procesie uzgodnienia z regulatorem zmiany stawek taryfowych. Uzgodnienie stabilnych zasad regulacji w dłuższej perspektywie czasowej powinno ułatwić przedsiębiorcy podejmowanie decyzji dotyczących planowania inwestycyjnego, szczególnie, jeżeli te plany są odzwierciedleniem polityki państwa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, czy realizacji celów polityki energetyczno-klimatycznej. ^[1] Raport CEER z 28 stycznia 2020 r. „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019”, https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/27978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6 ^[2] Dane własne oraz raport Sekretariatu Wspólnoty Energetycznej z kwietnia 2019 „Distribution tariff methodologies for electricity and gas in the Energy Community”, https://www.energy-community.org/dam/jcr:133949ca-deab-4d63-8f46-756fd4cf9aad/ECRB042019_DS_tariffs.pdf	
768.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 16a ustawy -	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 16a-16c. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu w art. 56 ust. 1 pkt 16a na art. 56 ust. 1 pkt 16d.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	Prawo energetyczne			
769.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 16a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 16a-16c. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
770.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 16a ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 16a-16c. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
771.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret drugi projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 16a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	W ustawie – Prawo energetyczne w art. 56 ust. 1 znajduje się już pkt 16a. Projektowany pkt 16a należy oznaczyć jako pkt 16d.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
772.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret drugi projektu ustawy	Energa S.A.	Proponuje się zmianę numeracji na „pkt 16d”. Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 16a ustawy - Prawo energetyczne			
773.	Art. 1 pkt 39 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne – propozycja zmiany brzmienia pkt 32	Urząd Regulacji Energetyki	Należy doprecyzować treść art. 56 ust. 1 pkt 32. W praktyce organu regulacyjnego stwierdza się liczne przypadki braku należytej staranności przy przygotowywaniu danych i informacji, o których mowa w art. 49c a nawet celowe wprowadzanie Prezesa URE w błąd. Proponuje się następujące brzmienie art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne: „32) nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1, art. 49b ust. 1, art. 49c ust. 1 lub wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przekazywanych informacji, o których mowa w art. 49c ust. 1.”.	Uwaga uwzględniona
774.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 1 pkt 51 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Należy zapewnić, zgodność przesłanek przewidzianych w art. 56 pkt. 51 i 52 pr. en. i uwzględnić przypadki, w których brak wykonania obowiązku będzie uzasadniony – np. niezawinionej awarii systemów transmisji danych. Propozycja przepisu: „51) z nieuzasadnionych powodów nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 31g ust. 5 i 6;”	Uwaga uwzględniona
775.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 1 pkt 51 ustawy -	TAURON Polska Energia	Należy zapewnić, zgodność przesłanek przewidzianych w art. 56 pkt. 51 i 52 pr. en. i uwzględnić przypadki, w których brak wykonania obowiązku będzie uzasadniony – np. niezawinionej awarii systemów transmisji danych. „51) nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 31g ust. 5 i 6;” Propozycja przepisu: „51) z nieuzasadnionych powodów nie przestrzega obowiązku, o którym mowa w art. 31g ust. 5 i 6;”	Uwaga uwzględniona

	Prawo energetyczne			
776.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 51-54 ustawy - Prawo energetyczne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 51-54. Proponujemy zmianę numeracji zaproponowanego w niniejszej ustawie zapisu w art. 56 ust. 1 pkt 51-54 na art. 56 ust. 1 pkt 55-59.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
777.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 51-54 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 51-54. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe, także w art. 56 ust. 2h pkt 11.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
778.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 51-54 ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. wprowadza nową treść zapisów w art. 56 ust. 1 pkt. 51-54. Niezbędna jest zmiana numeracji uwzględniająca powyższe, także w art. 56 ust. 2h pkt 11.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
779.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy	Urząd Regulacji Energetyki	W ustawie – Prawo energetyczne w art. 56 ust. 1 znajdują się już pkt 51-54. Projektowane pkt 51-54 należy oznaczyć jako pkt 55-58.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 51-54 ustawy - Prawo energetyczne			
780.	Art. 1 pkt 39 lit a tiret szósty projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 51-54 ustawy - Prawo energetyczne	Energa S.A.	Proponuje się zmianę numeracji na „pkt 55-58” Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
781.	Art. 1 pkt 39 lit. a projektu ustawy – dodanie nowego tiret w zakresie nowego pkt 55 w art. 56 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje poszerzenie katalogu kar pieniężnych. W art. 56 ust.1: a) dodaje się pkt 55) w brzmieniu: „55) będąc nominowanym operatorem rynku energii, pomimo uprzedniego wezwania Prezesa URE nie zapewnia przestrzegania przepisów rozporządzenia 2015/1222 lub wbrew obowiązкови, o którym mowa w art. 24a ust. 1 pkt 1), nie przekazuje Prezesowi URE danych, w tym przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne.”; b) ust. 2g otrzymuje brzmienie: „2g. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 39-43 i 55, wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł.”.	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa kwestia została uregulowana w art. 56 ust. 1 pkt 42a uPE oraz art. 56 ust. 1 pkt 51 – szeroki katalog kar za działanie niezgodne z rozporządzeniem 2015/1222.
782.	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy – w zakresie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Nowe rodzaje kar pieniężnych należy odpowiednio przyporządkować do art. 56 ust. 2g, 2h lub 3 (wysokość kary) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Uwaga uwzględniona Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane
783.	Art. 1 pkt 39 lit. b ¹	Towarowa Giełda Energii	TGE proponuje poszerzenie katalogu kar pieniężnych. W art. 56 ust.1:	Uwaga nieuwzględniona

	projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 2g ustawy - Prawo energetyczne		a) dodaje się pkt 55) w brzmieniu: „55) będąc nominowanym operatorem rynku energii, pomimo uprzedniego wezwania Prezesa URE nie zapewnia przestrzegania przepisów rozporządzenia 2015/1222 lub wbrew obowiązкови, o którym mowa w art. 24a ust. 1 pkt 1), nie przekazuje Prezesowi URE danych, w tym przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne.”; b) ust. 2g otrzymuje brzmienie: „2g. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 39-43 i 55, wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł.”.	Przedmiotowa kwestia została uregulowana w art. 56 ust. 1 pkt 42a uPE oraz art. 56 ust. 1 pkt 51 – szeroki katalog kar za działanie niezgodne z rozporządzeniem 2015/1222.
784.	Art. 1 pkt 39 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 2h pkt 11 ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Brak określenia wysokości kary dla przypadku, o którym mowa w pkt 51. Propozycja przepisu: „11) pkt 51 i 52 wynosi od 500 zł do 2000 zł.”	Uwaga uwzględniona
785.	Art. 1 pkt 39 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 2h pkt 11 ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak określenia wysokości kary dla przypadku, o którym mowa w pkt 51. Propozycja przepisu: „11) pkt 51 i 52 wynosi od 500 zł do 2000 zł.”	Uwaga nieuwzględniona Przedmiotowa kwestia została uregulowana w art. 56 ust. 1 pkt 42a uPE oraz art. 56 ust. 1 pkt 51 – szeroki katalog kar za działanie niezgodne z rozporządzeniem 2015/1222.
786.	Art. 1 pkt 39 lit c projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 2h pkt 11 ustawy -	Energa S.A.	Propozycja: Zmiana numeracji na „pkt 56”. Niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP w dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana

	Prawo energetyczne			
787.	Art. 1 pkt 39 lit d projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 56 ust. 2i ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Poprawka redakcyjna – w art. 56 ust. 2i występuje odwołanie do nieistniejącego ust. 1h. Uprawnienie wymierzenia kary pieniężnej wobec regionalnego centrum koordynacyjnego zostało przewidziane w art. 56 ust. 1 pkt. 53). Proponuje się: Zmianę brzmienia art. 56 ust. 2i: 2i. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1 pkt. 53), wymierza Prezes URE, w przypadku, gdy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zostanie utworzona siedziba regionalnego centrum koordynacyjnego.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
788.	Art. 1 pkt 39 lit. d projektu ustawy w zakresie art. 56 ust. 2h ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Należy wskazać, że w art. 56 brak jest ust. 1h.	Uwaga uwzględniona Jednostka redakcyjna została zaktualizowana
789.	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy w zakresie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się uzupełnić katalog kar pieniężnych o sankcje za nieprzestrzeganie obowiązków wskazanych w projektowanym art. 5 ust. 4d, 6ca i 6g.	Uwaga uwzględniona

790.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Projektując nowy system rozliczania energii przez prosumentów, mając na uwadze korzyści zarówno dla nich, jak i dla OSD, należy przewidzieć regulacje umożliwiające i wspierające zakup i instalację magazynów energii. Magazyny takie powinny być dostępne zarówno dla prosumentów, jak i dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych.	Uwaga nieuwzględniona Wykracza poza zakres projektu. Obecnie trwają prace nad czwartą edycją Programu „Mój Prąd” (4.0). Ich celem jest wypracowywanie rozwiązań z uwzględnieniem zmian na rynku energii oraz oczekiwań konsumentów zgłaszanych w ramach konsultacji społecznych do procesu legislacji z rynkiem PV, operatorami sieci dystrybucyjnych i producentami magazynów energii.
791.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie ustawy o odnawialnych źródłach energii	Urząd Regulacji Energetyki	W związku z posługiwaniem się przez ustawę o odnawialnych źródłach energii pojęciem agregatora (art. 2 pkt 4 lit. b projektu), niezbędne jest wprowadzenie do tej ustawy jego definicji. Proponuje się zamieszczenie w art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii definicji agregatora odsyłającej do definicji zawartej w ustawie – Prawo energetyczne	Uwaga uwzględniona

792.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	PTPiREE	Wytwarzanie energii z OZE (bez sformułowania „wyłącznie”) będzie mogło być rozumiane w ten sposób, że dopuszczalne jest zastosowanie dodatkowo innych niż OZE źródeł energii i że taka energia może podlegać preferencjom jak energia wytworzone w źródłach OZE. Proponuje się usunięcie poprawki.	Uwaga nieaktualna Uwaga wykracza poza zakres projektu. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
793.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia	Proponowane brzmienie definicji legalnej może sugerować, iż prosumentem energii odnawialnej może być również wytwórca produkujący energię również inną niż odnawialną, o ile posiada on źródła wytwórcze oze. Natomiast zgodnie z uzasadnieniem ratio legis wprowadzonej zmiany jest chęć wskazania, że prosument nie musi konsumować energii elektrycznej wyłącznie na własne potrzeby. Ze względu na powyższe uzasadnione wydaje się, aby prawodawca ponownie pochylił się nad treścią proponowanego przepisu i doprecyzował go w sposób pozwalający uniknąć wątpliwości interpretacyjnych. Proponujemy usunięcie poprawki.	Uwaga nieaktualna Uwaga wykracza poza zakres projektu. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

794.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	W punkcie tym proponuje się wykreślenie sformułowania „wyłącznie” w ustawowej definicji, która podaje, że przez prosumenta energii odnawialnej rozumiemy „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Proponowana zmiana jest niepokojąca i niezrozumiała. Wyjście prosumenta poza obszar OZE wypaczy podstawowe założenie energetyki obywatelskiej i idei transformacji polskiego i europejskiego rynku energii w kierunku odnawialnej i bezemisyjnej energetyki.	Uwaga nieaktualna Uwaga wykracza poza zakres projektu. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
795.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponowane brzmienie definicji legalnej może sugerować, iż prosumentem energii odnawialnej może być również wytwórca produkujący energię również inną niż odnawialną, o ile posiada on źródła wytwórcze oze. Natomiast zgodnie z uzasadnieniem ratio legis wprowadzonej zmiany jest chęć wskazania, że prosument nie musi konsumować energii elektrycznej wyłącznie na własne potrzeby. Ze względu na powyższe uzasadnione wydaje się, aby prawodawca ponownie pochylił się nad treścią proponowanego przepisu i doprecyzował go w sposób pozwalający uniknąć wątpliwości interpretacyjnych.	Uwaga nieaktualna Uwaga wykracza poza zakres projektu. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

796.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Art. 2 pkt 1 ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii stwierdza, że a art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii skreśla się wyraz „wyłącznie”. Oznacza to nadanie sformułowanej w art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii definicji prosumenta energii odnawialnej brzmienia: „prosument energii odnawialnej - odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej(...)”. Jak wskazano w uzasadnieniu komentowanego projektu: Skreślenie wyrazu „wyłącznie” spowodowane jest zmianą systemu prosumenckiego. Dotychczasowe brzmienie definicji prosumenta energii odnawialnej rozumianego jako „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji (...)” mogło być interpretowane jako ograniczenie roli prosumenta energii odnawialnej do odbiorcy wytwarzającego energię wyłącznie na własne potrzeby. Z uwagi na zmianę modelu prosumenta z rozliczania energii po jej zbilansowaniu na sprzedaż nadwyżek energii, konieczne jest usunięcie mogącego budzić wątpliwości wyrazu „wyłącznie”. Składająca uwagi wskazuje, że zaproponowane brzmienie – usunięcie wyrazu „wyłącznie” sprzed informacji o produkowaniu energii z odnawialnych źródeł energii zmienia nie tylko desygnat powoływany przez projektodawcę („na własne potrzeby”) ale przede wszystkim usuwa z definicji konieczność wytwarzania przez prosumenta energii wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Taki zapis zarówno przy zastosowaniu wykładni językowej, jak i dodatkowo historycznej (celowe usunięcie przez ustawodawcę wytwarzania energii „wyłącznie z odnawialnych źródeł energii”) może doprowadzić do prób nadużycia prawa w tym zakresie poprzez wytwarzanie energii jako prosument tylko częściowo ze źródeł odnawialnych. Składająca uwagi podnosi, że przepis z łatwością można sformułować tak, żeby spełniał cele określone w uzasadnieniu przez projektodawcę, nie stwarzał zaś ww. ryzyka. Na marginesie należy wspomnieć, że ustawodawca w uzasadnieniu komentowanego projektu w części dotyczącej odbiorcy aktywnego powołuje zmienianą tym samym projektem definicję prosumenta. Uzasadnienie w tym zakresie powinno być dostosowane do stanu prawnego jaki powstanie po przyjęciu proponowanych zmian. Art. 2. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 pkt. 27a otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieaktualna Propozycje wykraczają poza zakres projektu ustawy. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			„27a) prosument energii odnawialnej - odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną na własne potrzeby w mikroinstalacji, wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);	
797.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Zmiana definicji prosumenta energii odnawialnej Projekt nowelizacji wprowadza zmianę w definicji legalnej prosumenta energii odnawialnej poprzez usunięcie wyrażenia “wyłącznie” w odniesieniu do źródła energii wytworzonej w należącej do prosumenta mikroinstalacji. Zaproponowana zmiana umożliwi rozszerzenie katalogu podmiotów uznawanych za prosumentów energii odnawialnej poprzez usunięcie wymogu wytwarzania energii elektrycznej tylko z odnawialnych źródeł energii wymienionych w definicji z art. 22 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W opinii Fundacji, wprowadzenie powyższej zmiany jest sprzeczne z celem ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz definicją prosumenta energii odnawialnej zawartą w Dyrektywie RED II. Warto zauważyć, że projektowane przepisy w art. 13e wprowadzają definicję legalną “odbiorcy aktywnego”, która, jak wskazano w uzasadnieniu do projektu ustawy, jest zdecydowanie szersza od definicji funkcjonującego w polskim porządku prawnym “prosumenta energii odnawialnej”. Co więcej, zaproponowana zmiana wydaje się być sprzeczna z przedłożonym w ramach konsultacji publicznych uzasadnieniem do projektu nowelizacji, w którym wskazano, że; “prosumenta energii odnawialnej o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, którego zgodnie z art. 2 pkt 27a tej ustawy, należy definiować jako odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej”.	Uwaga nieaktualna Uwaga wykracza poza zakres projektu. Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			Fundacja zwraca również uwagę na pilną potrzebę transpozycji zawartej w Dyrektywie RED II definicji „działających grupowo prosumentów energii odnawialnej” oraz wprowadzenia regulacji prosmeryzmu zbiorowego. W odniesieniu do przedstawionej propozycji zmiany brzmienia definicji “prosumenta energii odnawialnej” z art. 2 pkt 27a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Fundacja rekomenduje pominięcie projektowanej zmiany i utrzymanie obecnego brzmienia przepisu. Projektowany przepis art. 2 pkt. 1 powinien zostać usunięty.	
798.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	KGHM Polska Miedź	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej. Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze zostanie zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

		zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną możliwe jest za pomocą umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement). Polega on na podpisaniu umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, wytwarza oraz sprzedaje energię w oparciu o posiadaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy, ale w wielu ustawodawstwach krajowych, w tym w polskim, brakuje podstaw prawnych regulujących to zagadnienie. Prawodawca unijny zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym propozycja KGHM chce wesprzeć krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niosło by za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE). Należy także wskazać, że w przyjętych zasadach przyznawania pomocy publicznej Komisja Europejska, warunkuje dostęp odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania. Propozycja przepisu: W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: <i>1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu:</i> <i>umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.</i>	

799.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej. Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną możliwe jest za pomocą umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement). Polega on na podpisaniu umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, wytwarza oraz sprzedaje energię w oparciu o posiadaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy, ale w wielu ustawodawstwach krajowych, w tym w polskim, brakuje podstaw prawnych regulujących to zagadnienie. Prawodawca unijny zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym propozycja FOEEiG chce wesprzeć krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niosło by	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze została zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

			za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE). Należy także wskazać, że w przyjętych zasadach przyznawania pomocy publicznej Komisja Europejska, warunkuje dostęp odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu: <i>umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.</i>	
300.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej. Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Warto również ponownie podkreślić, że wprowadzenie ułatwień w rozwoju tzw. umów Corporate PPA powinno przełożyć się na szybsze wdrażanie przez polskich przedsiębiorców tzw. zasad ESG (environmental, social, and governance), co pozwoli im funkcjonować w łańcuchach dostaw i sięgać po środki na rozwój zgodnie z nowymi zasadami tzw. taksonomii. Co więcej umożliwi to tym firmom	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze zostanie zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

		bardziej efektywnie rywalizować z podmiotami, pochodzącymi z rynków, na których ceny prądu w mniejszym stopniu uzależnione są od cen uprawnień do emisji CO₂. Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu: 1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2020 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania, 2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną powinno być możliwe jest przy wykorzystaniu umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement), który zakładać będzie podpisanie umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, będzie wytwarzał oraz sprzedawał energię (posiadając koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej). Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy. w niektórych krajach, w tym w Polsce, nadal brakuje bezpiecznych podstaw prawnych do prowadzenia takiej działalności. Prawodawca unijny

			zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym propozycja PSEW chce wesprzeć krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niesło by za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla rozwoju OZE, dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE). Propozycja zmian: W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu: umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.	
01.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej. Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze zostanie zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

			w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną możliwe jest za pomocą umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement). Polega on na podpisaniu umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, wytwarza oraz sprzedaje energię w oparciu o posiadaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy, ale w wielu ustawodawstwach krajowych, w tym w polskim, brakuje podstaw prawnych regulujących to zagadnienie. Prawodawca unijny zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym nasza propozycja chce wesprzeć krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niosło by za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE). Należy także wskazać, że w przyjętych zasadach przyznawania pomocy publicznej Komisja Europejska, warunkuje dostęp odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu: <i>umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.</i>	
302.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały

	ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwić upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną możliwe jest za pomocą umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement). Polega on na podpisaniu umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, wytwarza oraz sprzedaje energię w oparciu o posiadaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy, ale w wielu ustawodawstwach krajowych, w tym w polskim, brakuje podstaw prawnych regulujących to zagadnienie. Prawodawca unijny zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym nasza propozycja wspiera krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niesło by za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE). Należy także wskazać, że w przyjętych zaakceptowanych zasadach przyznawania pomocy publicznej Komisja Europejska, warunkuje dostęp odbiorców	usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze zostanie zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

			przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez: - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO₂, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu: <i>umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.</i>	
303.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy w zakresie art. 2 pkt 35 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 35a	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 po pkt 35) dodaje się pkt 35a) w brzmieniu: <i>umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna nabywa energię elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy.</i> W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r., poz. 610) przy okazji implementacji dyrektywy rynkowej powinna zostać dodana definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, ponieważ ta instytucja łączy się ze zmianami w zakresie linii bezpośredniej. Przepisy dyrektywy RED II wprowadziły definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów. W pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Jednym z podstawowych typów zakupu odnawialnej energii elektrycznej są tzw. umowy Corporate PPA gdzie energia elektryczna jest dostarczana z wykorzystaniem osobnej linii bezpośredniej pomiędzy wytwórcą i odbiorcą	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej z oze zostanie zawarta w projekcie ustawy wdrażającej dyrektywę RED II.

			energii elektrycznej poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (tzw. Corporate Power Purchase Agreement „near site direct wire”). Mając na uwadze polskie regulacje prawne w zakresie korzystania z linii bezpośredniej oraz brak definicji legalnej tego typu umów, rozwój takich rozwiązań jest aktualnie niemożliwy w większości przypadków bez zaangażowania w model dostarczania energii elektrycznej operatora sieci dystrybucyjnej i ponoszenia szeregu opłat z tym związanych. Zaopatrywanie np. własnego zakładu przemysłowego w energię elektryczną możliwe jest za pomocą umowy w tzw. modelu PPA (Power Purchase Agreement). Polega on na podpisaniu umowy z podmiotem trzecim, który np. buduje instalację wytwórczą w pobliżu zakładu przemysłowego, wytwarza oraz sprzedaje energię w oparciu o posiadaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Na rynku energii elektrycznej w Europie funkcjonują już takie umowy, ale w wielu ustawodawstwach krajowych, w tym w polskim, brakuje podstaw prawnych regulujących to zagadnienie. Prawodawca unijny zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji w krajowych porządkach prawnych regulacji dotyczących umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w związku z tym nasza propozycja ma na celu wesprzeć krajowego prawodawcę w realizacji tego obowiązku ze wskazaniem uzasadnienia i korzyści, jakie niesło by za sobą wdrożenie tych rozwiązań nie tylko dla polskiego przemysłu, ale także dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (np. znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną z KSE).	
304.	Art. 2 pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Spółdzielnia Krakowska Elektrownia Społeczna	Zachowanie mechanizmu rozliczania prosumentów na podstawie art. 4 ustawy o OZE do końcowego terminu przewidzianego w art. 15 ust. 4 DYREKTYWY PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2019/944 czyli do 31 grudnia 2023 r. Uzasadnienie: Przedwczesna zmiana systemu rozliczeń spowoduje dla prosumentów – osób fizycznych spadek rentowności inwestycji w instalacje PV rzędu 37% i wydłużenie okresu zwrotu do niemal 14 lat (taryfa Tauron G11, moc poniżej 10 kWp, zużycie własne 17%, aktualny średni rynkowy koszt inwestycyjny 4428 zł brutto / 1 kWp). Skutkiem będzie zastój na rynku prosumenckich instalacji domowych od 1 stycznia 2022 r. negatywny dla niedoszłych prosumentów, celów klimatycznych oraz branży instalatorów PV. Wykorzystanie dodatkowych dwóch lat przewidzianych w dyrektywie 2019/944 pozwoli: - zachować akceptowalny okres zwrotu z inwestycji wskutek spodziewanego spadku kosztów fotowoltaiki i wzrostu cen energii w tym okresie,	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych

			- rozpocząć działalność agregatorom i zapoznać się prosumentom z warunkami ekonomicznymi skorzystania z ich oferty zakupu nadwyżek energii na rynku dynamicznych cen, - spopularyzować możliwości zwiększania autokonsumpcji u prosumentów poprzez: magazynowanie energii, ładowanie pojazdów elektrycznych, zasilanie pomp ciepła, stosowanie systemów zarządzania zużyciem energii. Efekt ten można wspomóc przekierowując środki wsparcia finansowego z programu „Mój prąd” na te cele, - dostosować się branży instalatorów do nowych warunków i potrzeby rozszerzenia oferty o rozwiązania zwiększające autokonsumpcję Propozycja przepisu: art. 4 ust. 1 "W przypadku mikroinstalacji, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed dniem 1 stycznia 2024 r. sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej: 1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7; – 70 – 2) nie większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,8."	innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
805.	Art. 2 pkt 2, pkt 3 oraz pkt 4 lit. a projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1, 40 w ust. 1b pkt 1 oraz 41 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja Frank Bold	Zapisy art. 2 pkt 2, pkt 3, pkt 4 lit. a komentowanego projektu dotyczą regulacji określających termin, do którego może zostać po raz pierwszy wytworzona energia elektryczna przez dany podmiot, aby podmiot ten mógł korzystać z funkcjonującego obecnie systemu „opustów”. Składająca uwagi wskazuje, że ustalenie tak znaczącej zmiany, która ma ogromny wpływ na tak istotny dla gospodarki rynek jakim jest rozwijająca się branża m.in. fotowoltaiki, ale też na kierunki rozwoju branży energetycznej w ogóle, a także szanse Polskiej transformacji energetycznej, na termin przypadający pół roku po ogłoszeniu projektu ustawy do konsultacji społecznych stanowi działanie naruszające zaufanie społeczne do działań ustawodawcy i zachwianie pewności prawa. Projekt powinien określać realne terminy, które będą przypadać przynajmniej 1 rok po wejściu w życie ustawy. Podkreślić należy, że zgodnie z wymogami implementowanej Dyrektywy 2019/944 prawa do rozliczeń w istniejącym systemie mogą być nadawane do 31 grudnia 2023 r. Składająca uwagi proponuje ponadto zmianę momentu, od którego liczona jest przynależność podmiotu do danego reżimu rozliczeń. Obecnie proponowany zapis wskazujący jako punkt początkowy działania mikroinstalacji datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej uzależnia uprawnienia prosumentów dotyczące systemu rozliczeń na kolejne 15 lat od szybkości rozpoznania ich sprawy przez	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

		przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii. Taka sytuacja wprowadza ryzyko poniesienia poważnych szkód przez nieprofesjonalnych prosumentów wskutek braku chęci przedsiębiorców-monopolistów do umożliwienia im wytwarzania energii w terminie uprawniającym do korzystania z obecnego systemu rozliczeń. Termin przejścia na nowy system rozliczeń powinno być również poprzedzone implementacją RED II i przygotowaniem regulacji, które zapewnią przejście na wymagany przepisami unijnymi sposób rozliczania energii przy zapewnieniu kontynuacji działań zmierzających do realizacji ram polityki klimatyczno-energetycznej i celów środowiskowych. 2) w art. 4 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. W przypadku mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r. lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r., sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej: 1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7; 2) nie większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,8.”; 3) w art. 40 w ust. 1b pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, w stosunku do którego zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne nie później niż do dnia 31 grudnia 2023 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;”; 4) w art. 41: a) w ust. 1 w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, w przypadku, gdy została ona wytworzona w mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne po dniu 31 grudnia 2023 r.”,	

306.	Art. 2 pkt 2, pkt 3 oraz pkt 4 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1, 40 w ust. 1b pkt 1 oraz 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	W projekcie ustawy przyjęto „sztywną” datę wprowadzenia nowego modelu rozliczeń prosumenckich na 1 stycznia 2022 r. W związku z tym, że nie da się przewidzieć, jak długo potrwać dalsze prace legislacyjne nad projektem ustawy, a tym samym poznanie jej ostatecznego kształtu – postulujemy, aby powiązać datę wprowadzenia nowego modelu z terminem wejścia w życie ustawy. Konkretnie proponuje się ustalić, że postanowienia odnoszące się do obowiązku zakupu energii od prosumenta zaczną obowiązywać w terminie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy. Jest to czas minimalny i niezbędny, aby sprzedawcy przeorganizowali swoje procesy biznesowe i zapewнили obsługę prosumentów w nowym modelu.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
307.	Art. 2 pkt 2, pkt 3 oraz pkt 4 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1, 40 w ust. 1b pkt 1 oraz 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Energa S.A.	W projekcie ustawy przyjęto „sztywną” datę wprowadzenia nowego modelu rozliczeń prosumenckich na 1 stycznia 2022 r. W związku z tym, że nie da się przewidzieć, jak długo potrwać dalsze prace legislacyjne nad projektem ustawy, a tym samym poznanie jej ostatecznego kształtu – postulujemy, aby powiązać datę wprowadzenia nowego modelu z terminem wejścia w życie ustawy. Konkretnie proponuje się ustalić, że postanowienia odnoszące się do obowiązku zakupu energii od prosumenta zaczną obowiązywać w terminie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy. Jest to czas niezbędny, aby sprzedawcy przeorganizowali swoje procesy biznesowe i zapewнили obsługę prosumentów w nowym modelu.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

308.	Art. 2 pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Przepisy nie precyzują postępowania w przypadku gdy dokonano zmiany w mocy mikroinstalacji, prosument przystąpił do obywatelskiej społeczności energetycznej, jest członkiem Spółdzielni energetycznej albo zawarł umowę o świadczenie usług agregacji. W takich przypadkach, w naszej ocenie, prawo do netmeteringu powinno być co najmniej zawieszone. Propozycja zmian: Po ust.1, dodaje się ust.1a i 1b o treści: „1a.Zasad o których mowa w ust.1 nie stosuje się do mikroinstalacji w których dokonano zmiany mocy tej instalacji po dniu 1 stycznia 2022 r.,” „1b. W przypadku gdy prosument energii odnawialnej uczestniczy bezpośrednio lub pośrednio przez agregatora w rynku energii elektrycznej lub jest członkiem obywatelskiej społeczności energetycznej lub świadczy usługi systemowe lub usługi elastyczności, korzysta wyłącznie z prawa do sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1 pkt 4.”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
309.	Art. 2 pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Jarosław Supłacz	1. Potrzebna jest nowelizacja, która spowoduje, że prosument zawierając umowę po dacie wejścia w życie ustawy będzie mógł sprzedawać energię elektryczną do sieci elektroenergetycznej na zasadzie opustu tylko dla energii dostarczonej do końca 31 grudnia 2021 roku. Po tej dacie powinien być rozliczany w sposób uczciwy względem konsumentów. To jest elementarna zasada uczciwości społecznej aby konsumenci nie byli obciążani wyższymi rachunkami za niekorzystny dla energetyki sposób rozliczania z prosumentami na zasadzie opustu. art. 4 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. W przypadku mikroinstalacji, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed 31 sierpnia 2021 r.{ szacowany dzień wejścia w życie ustawy z zapasem czasowym}, sprzedawca o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do dnia 1 stycznia 2022 r. do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej: 1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7; 2. Uwaga do proponowanej zmiany jak wyżej. w art. 4 ust. 1 zostaje dodany ust. 1a) i ust. 1b) otrzymujące brzmienie:	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			„1a. W przypadku mikroinstalacji, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy po 31 sierpnia 2021 r.{ szacowany dzień wejścia w życie ustawy z zapasem czasowym}, sprzedawca o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do dnia 31 grudnia 2021 r. do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej: 1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1 do 0,7; 1b. Sprzedawca dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej po dniu 1 stycznia 2022 r. do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji według zasad obowiązujących po 31 grudnia 2021 r., zgodnie z w art. 41 ust. 1 w pkt 4.”	
310.	Art. 2 pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Instalacja, która wytworzyła energię po raz pierwszy przed 1 stycznia 2022 r. podlega rozliczeniu zgodnie z art 4 ust 1. Brak jest natomiast zapisów, które będą mówić co się stanie, gdy istniejące źródło np. zwiększy moc po 1 stycznia 2022 r. Nie jest możliwe rozliczanie podmiotu posiadającego źródło OZE, według dwóch modeli rozliczeń. Np. w części mocy, jako Prosument, a w części jako mikro-wytwórca.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
311.	Art. 2 pkt 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy	Energa S.A.	Wskazujemy, że odroczony termin wejścia w życie spowoduje niekontrolowany przyrost ilości montowanych instalacji fotowoltaicznych w terminie do końca bieżącego roku, co może wiązać się z trudnościami z terminowością realizacji zgłoszenia przez OSD.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z

	o odnawialnych źródłach energii			przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
812.	Art. 2 ust. 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o OZE	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przepisy nie precyzują postępowania w przypadku, gdy po 31.12.2021 prosument dokonał zwiększenia mocy mikroinstalacji, przystąpił do obywatelskiej społeczności energetycznej, nabył członkostwo w spółdzielni energetycznej albo zawarł umowę o świadczenie usług agregacji. Zwracamy uwagę, że nie jest możliwe rozliczanie prosumenta według dwóch modeli rozliczeń, np. w części mocy jako prosument, a w części jako mikro-wytwórca.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
813.	Art. 2 ust. 2 projektu ustawy w zakresie art. 4 ust. 1 ustawy o OZE	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Przepisy nie precyzują postępowania w przypadku, gdy po 31.12.2021 prosument dokonał zwiększenia mocy mikroinstalacji, przystąpił do obywatelskiej społeczności energetycznej, nabył członkostwo w spółdzielni energetycznej albo zawarł umowę o świadczenie usług agregacji. Zwracamy uwagę, że nie jest możliwe rozliczanie prosumenta według dwóch modeli rozliczeń, np. w części mocy jako prosument, a w części jako mikro-wytwórca.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy

				o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
314.	Art. 2 pkt 3 i 4 projektu ustawy w zakresie art. 40 i art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	Zaproponowany termin wprowadzenia nowego systemu rozliczeń dla prosumentów – 1 stycznia 2022 r. – jest w naszej ocenie terminem nie do przyjęcia. Konsultowany projekt legislacyjny jest dopiero w początkowej fazie ścieżki legislacyjnej (czerwiec 2021 r.). Proponowany termin jest nie do przyjęcia zarówno ze względu na dobrze pojęty interes prosumentów, jak i przedsiębiorców świadczących usługi w zakresie instalacji PV. Nie jest on również uzasadniony dyrektywą IEMD, która pozwala na funkcjonowanie obecnych systemów do końca 2023 r. Wprowadzenie zmiany w takim terminie będzie stanowiło ogromne i nieuzasadnione zachwianie stabilności prawa i polskiego rynku energii.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
315.	Art. 2 pkt 3 i 4 projektu ustawy w zakresie art. 40 i art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponuje się doprecyzowanie postanowienia odnoszącego się do określenia momentu, który skutkuje zakwalifikowaniem prosumenta do jednego z systemów rozliczeń: dotychczasowego („opusty”) lub nowego (sprzedaż nadwyżek energii). Projektowane przepisy wskazują na moment określony poprzez „ <i>datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii</i> ”. Budzi to wątpliwości praktyczne, w jaki sposób powinna być określona ta data. W praktyce za termin ten powinno się uznawać dzień przyłączenia przez operatora systemu dystrybucyjnego mikroinstalacji do sieci (data zamontowania u prosumenta licznika dwukierunkowego).	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

816.	Art. 2 pkt 3 i 4 projektu ustawy w zakresie art. 40 i art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Energa S.A.	Proponuje się doprecyzowanie postanowienia odnoszącego się do określenia momentu, który skutkuje zakwalifikowaniem prosumenta do jednego z systemów rozliczeń: dotychczasowego („opusty”) lub nowego (sprzedaż nadwyżek energii). Projektowane przepisy wskazują na moment określony poprzez „ <i>datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii</i> ”. Budzi to wątpliwości praktyczne, w jaki sposób powinna być określona ta data. W praktyce za termin ten powinno się uznawać dzień przyłączenia przez operatora systemu dystrybucyjnego mikroinstalacji do sieci (data zamontowania u prosumenta licznika dwukierunkowego).	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
817.	Art. 2 pkt 3 projektu ustawy w zakresie art. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Jarosław Supłacz	Uwaga do proponowanej zmiany jak wyżej. w art. 40 w ust. 1b pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, nie później niż do dnia 31 grudnia 2021 r., i trwa nie dłużej niż do 31 grudnia 2021 r. dla prosumentów, którzy wprowadzili po raz pierwszy energię elektryczną do sieci po dniu 31 sierpnia 2021 r. { szacowany dzień wejścia w życie ustawy z zapasem czasowym },”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
818.	Art. 2 pkt 3 projektu ustawy w zakresie art. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy	Spółdzielnia Krakowska Elektrownia Społeczna	Propozycja brzmienia przepisu: art. 40 w ust. 1b pkt 1 "art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, nie później niż do dnia 31 grudnia 2023 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały

	o odnawialnych źródłach energii			usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
319.	Art. 2 pkt 3 projektu ustawy w zakresie art. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Solar Energy BU	Zgodnie z uwagą ogólną pkt. 1 postuluje się przesunięcie terminu zakończenia net meteringu na dzień 31 grudnia 2022 r. Propozycja treści przepisu: w art. 40 w ust. 1b pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, nie później niż do dnia 31 grudnia 2022 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
320.	Art. 2 pkt 3 projektu ustawy w zakresie art. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Wydłużenie okresu przejściowego co najmniej do dnia 31 grudnia 2023 r. Art. 15 ust. 4 Dyrektywy 2019/944 wskazuje, że państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach dopiero po dniu 31 grudnia 2023 r. Odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć możliwość wyboru nowego systemu, który zapewnia oddzielne rozliczenia jako podstawę obliczania opłat sieciowych. Wskazuje to na konieczność utrzymania obecnie funkcjonującego systemu opustów co najmniej do dnia 31 grudnia 2023 r. Mając na uwadze powyższe, w opinii Fundacji przedstawione w Projekcie nowelizacji szybkie tempo zmian, które zakłada wyłącznie z systemu opustów instalacji przyłączonych do sieci po dniu 31 grudnia 2021 może negatywnie	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października

			wpłynąć na rozwój prosumeryzmu w Polsce, co należy uznać za sprzeczne z celem pakietu “Czysta energia dla wszystkich Europejczyków, w szczególności Dyrektywą RED II oraz Dyrektywą 2019/944, której cel stanowi wzmocnienie pozycji konsumentów i zapewnienie im narzędzi umożliwiających uczestniczenie w większym stopniu w rynku energii elektrycznej. Co więcej, rynek wewnętrzny energii elektrycznej powinien przynosić korzyści obywatelom Unii oraz wspierać dążenie do osiągnięcia unijnych celów dotyczących energii odnawialnej. W opinii Fundacji należy wydłużyć okres przejściowego do dnia 31 grudnia 2023 r. oraz wprowadzić, z dniem 31 grudnia 2021 r., możliwość wyboru przez prosumenta energii odnawialnej pomiędzy systemem opustów a możliwością sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Podobne rozwiązanie funkcjonuje obecnie w stosunku do przedsiębiorców wytwarzających energię odnawialną w mikroinstalacjach prosumenckich. Wydłużenie okresu przejściowego umożliwi optymalne wdrożenie nowego systemu rozliczeń oraz innych rozwiązań zaproponowanych w projekcie nowelizacji oraz umożliwi dostosowanie się do nich przez podmioty prowadzące działalność związaną z sektorem instalacji prosumenckich. Propozycja przepisu: „1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, nie później niż do dnia 31 grudnia 2023 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;”	2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
321.	Art. 2 pkt 4 projektu ustawy w zakresie art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	W projekcie proponuje się, by cena, za jaką sprzedawca odkupi nadwyżkę energii wyprodukowaną przez prosumenta wynosiła 100% średniej sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez prezesa URE. Kupować brakującą energię będą prosumenty natomiast po cenach rynkowych dla odbiorców indywidualnych. Według oceny ekspertów, różnica w powyższych cenach będzie wynosiła nawet 160%, na niekorzyść prosumenta. Takie rozwiązanie jest nie do przyjęcia w świetle konieczności realizacji przez rząd polityki klimatycznej, zakładanych celów udziału OZE w całkowitym zużyciu energii oraz wytycznych UE w zakresie wspierania i rozwoju energetyki obywatelskiej.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

822.	Art. 2 pkt 4 projektu ustawy w zakresie art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Dostosowanie systemu opustów do wymogów Dyrektywy 2019/944 i utrzymanie równoległych mechanizmów rozliczeń nadwyżek energii elektrycznej z instalacji prosumenckiej po 31 grudnia 2023 r. Obowiązujący system opustów działa w oparciu o mechanizm bilansowania (net-meteringu) i wykorzystuje tzw. liczniki dwukierunkowe, które działają obustronnie, tzn. rejestrują informacje nie tylko na polu pobierania, ale również oddawania energii do sieci zbiorczej. Nadwyżka wytworzonej, niewykorzystanej energii jest bilansowana w okresach półrocznych z energią kupioną w tym czasie z sieci. W opinii Fundacji, możliwym wydaje się dostosowanie obecnie funkcjonującego systemu opustów do wymogów Dyrektywy 2019/944 w zakresie, w którym wymaga ona oddzielnego monitorowania i rozliczenia energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych. Mając na uwadze powyższe, Fundacja rekomenduje dostosowanie systemu opustów do wymogów Dyrektywy 2019/944 przy jednoczesnym wprowadzeniu systemu sprzedażowego oraz umożliwienie prosumentowi energii odnawialnej wyboru pomiędzy powyższymi dwoma mechanizmami rozliczeń w okresie po 31 grudnia 2023 r.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
823.	Art. 2 pkt 4 projektu ustawy w zakresie art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Zmiana sposobu obliczenia ceny minimalnej zakupu energii z instalacji prosumenckiej przez sprzedawcę zobowiązanego. Wraz z propozycją zmiany systemu opustów na system sprzedaży nadwyżek energii z instalacji prosumenckiej, Projekt nowelizacji wprowadza regulacje dotyczące sposobu ustalania poziomu ceny minimalnej, po jakiej sprzedawca zobowiązany, sprzedawca wybrany albo agregator zakupi nadwyżkę energii od prosumenta energii odnawialnej. W opinii Fundacji oraz mając na uwadze utrzymującą się tendencję bardzo dynamicznego wzrostu cen energii w Polsce, zaproponowany sposób obliczania ceny minimalnej należy uznać za niekorzystny dla prosumentów energii odnawialnej ponieważ nie odzwierciedla rzeczywistej wartości energii w momencie jej sprzedaży. W konsekwencji to właśnie prosumenci ponoszą ciężar zmiany systemu co, w przypadku niezapewnienia dodatkowych mechanizmów wsparcia lub zachęt, może spowolnić rozwój branży instalacji prosumenckich. Ponadto, bardzo krótki okres przejściowy z systemu opustów do systemu sprzedaży nadwyżek energii może potęgować negatywne efekty proponowanych regulacji. Dlatego Fundacja wskazuje na konieczność wydłużenia okresu przejściowego pomiędzy systemem opustowym a systemem sprzedaży nadwyżek energii z instalacji prosumenckich, a także zmianę sposób obliczania ceny minimalnej zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji prosumenckiej	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			w taki sposób, aby odzwierciedlała ona rzeczywistą wartość energii. Aby zapewnić zgodność z celem pakietu “Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, proponowane regulacje powinny wzmacniać pozycję odbiorcy aktywnego na rynku energii oraz priorytetowo traktować inicjatywy prosumenckie. Projekt nowelizacji zawiera propozycję regulacji umożliwiających tworzenie nowych, innowacyjnych ofert czy usług oferowanych prosumentom, co stanowi pozytywną zmianę. Fundacja podkreśla konieczność dostosowania regulacji w celu zapewnienia zgodności z celami Dyrektywy 2019/944 oraz Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: Dyrektywa 2018/2001), które zobowiązuje państwa członkowskie do umocnienia roli konsumenta aktywnego oraz preferencyjnego traktowania indywidualnych i grupowych form prosumeryzmu.	
824.	Art. 2 pkt 4 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Solar Energu BU	Zgodnie z uwagą ogólną pkt. 1 postuluje się przesunięcie terminu zakończenia net meteringu na dzień 31 grudnia 2022 r. Propozycja treści przepisu: w art. 41 ust. 1 w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, w przypadku, gdy została ona wytworzona w mikroinstalacji po raz pierwszy po dniu 31 grudnia 2022 r.”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
825.	Art. 2 pkt 4 lit. a projektu ustawy w zakresie dodawanego art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych	Spółdzielnia Krakowska Elektrownia Społeczna	Propozycja brzmienia przepisu: art. 41 ust. 1 pkt 4 "energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, w przypadku, gdy została ona wytworzona w mikroinstalacji po raz pierwszy po dniu 31 grudnia 2023 r."	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany

	h źródeł energii			w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
826.	Art. 2 pkt 4 lit. b projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 1a ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	W projekcie zakłada się pojawienie na rynku energetycznym agregatorów energii, którzy mogliby zaoferować prosumantom zakup nadwyżek wyprodukowanej przez nich energii po cenie korzystniejszej niż omówiona powyżej. W tym celu należy wskazać rozwiązania, np. podatkowe, które zachęcałyby agregatorów do wypełniania powyższego założenia. Równie istotne jest, by agregatorzy funkcjonowali na całym obszarze kraju, umożliwiając wszystkim polskim prosumantom korzystanie z takiej możliwości sprzedaży energii.	Uwaga nieuwzględniona Agregatorzy powinni działać na zasadach rynkowych.
827.	Art. 2 pkt 4 lit. b i c projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 1a i 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Obrotu Energią	Obowiązek zakupu wytworzonej i wprowadzonej do sieci energii przez prosumenta, przypisany do sprzedawcy zobowiązanego, z jedynie wskazaną opcją alternatywną „sprzedawcy wybranego” będzie rodził problem z realizacją tych umów, analogicznie jak ma to miejsce obecnie w zakresie odkupu nadwyżek energii od wytwórców w mikroinstalacji. Konkretnie chodzi o wymóg posiadania jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wyrażonego w uPE (art. 9g ust. 6b) oraz właściwych IRIESD: <i>„6b. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.”</i> Powyższe oznacza, że w przypadku, gdy z ofertą zakupu energii z mikroinstalacji w trybie zmieniającego art. 41 ust. 1a ustawy o OZE zwróci się prosument, który zawarł z innym sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży na zakup energii na potrzeby własne, to na sprzedawcy zobowiązanym ciąży obowiązek zakupu energii, podczas gdy to podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy będzie otrzymywał i będzie dysponował energią elektryczną wprowadzoną do sieci przez mikroinstalację. W związku z powyższym wykonanie umowy sprzedaży energii przez wytwórcę w	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			mikroinstalacji wymagać będzie w takiej sytuacji dokonania zgłoszenia grafiku dobowo-godzinowego (ZUSE) w obszarze rynku bilansującego, zgodnie z postanowieniami IRiESP. Wskazujemy jednak, że model przewidujący rozliczenia w obszarze rynku bilansującego nie jest zasadniczo przeznaczony dla mikroinstalacji, będących stricte uczestnikami rynku detalicznego. Zgłaszanie grafików handlowych przez prosumentów/wytwórców w mikroinstalacji czy konieczność zawierania przez takich wytwórców umów o świadczenie usług bilansowania handlowego są sprzeczne z kierunkiem zmian realizowanym w uOZE. Wobec powyższego obowiązek zakupu od prosumenta (również wytwórcy w mikroinstalacji) powinien być powiązany z wybranym przez prosumenta sprzedawcą na potrzebach własnych. Alternatywą dla powiązania obowiązku ze sprzedażą na potrzeby własne, jest odejście od modelu „jednego POB” i uwzględnienie wyjątku dla mikroinstalacji (prosumenci/wytwórcy) w odnawialnych źródłach energii, dla których sprzedawcą energii elektrycznej nie jest sprzedawca zobowiązany. <i>1a. Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, chyba że zakupu dokonuje sprzedawca lub agregator wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, o których mowa w ust. 1.”,</i> <i>4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieciodystrybucyjnej.”,</i> <i>Propozycja zmian:</i> <i>1a. Sprzedawca zobowiązany lub sprzedawca wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, który dokonuje sprzedaży energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy lub prosumenta, ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, chyba że zakupu dokonuje agregator wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, o których mowa w ust. 1.</i>	
328.	Art. 2 pkt 4 lit. b i c projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 1a i 4 ustawy	Energa S.A.	Obowiązek zakupu wytworzonej i wprowadzonej do sieci energii przez prosumenta, przypisany do sprzedawcy zobowiązanego, z jedynie wskazaną opcją alternatywną „sprzedawcy wybranego” będzie rodził problem z realizacją tych umów, analogicznie jak ma to miejsce obecnie w zakresie odkupu nadwyżek energii od wytwórców w mikroinstalacji.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z

	o odnawialnych źródłach energii	Konkretnie chodzi o wymóg posiadania jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, wyrażonego w uPE (art. 9g ust. 6b) oraz właściwych IRIESD: <i>„6b. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej pobranej, wprowadzonej lub pobranej i wprowadzonej dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.”</i> Powyższe oznacza, że w przypadku, gdy z ofertą zakupu energii z mikroinstalacji w trybie zmienianego art. 41 ust. 1a ustawy o OZE zwróci się prosument, który zawarł z innym sprzedawcą energii elektrycznej umowę sprzedaży na zakup energii na potrzeby własne, to na sprzedawcy zobowiązanym ciąży obowiązek zakupu energii, podczas gdy to podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego sprzedawcy będzie otrzymywał i będzie dysponował energią elektryczną wprowadzoną do sieci przez mikroinstalację. W związku z powyższym wykonanie umowy sprzedaży energii przez wytwórcę w mikroinstalacji wymagać będzie w takiej sytuacji dokonania zgłoszenia grafiku dobowo-godzinowego (ZUSE) w obszarze rynku bilansującego, zgodnie z postanowieniami IRIESP. Wskazujemy jednak, że model przewidujący rozliczenia w obszarze rynku bilansującego nie jest zasadniczo przeznaczony dla mikroinstalacji, będących stricte uczestnikami rynku detalicznego. Zgłaszanie grafików handlowych przez prosumentów/wytwórców w mikroinstalacji czy konieczność zawierania przez takich wytwórców umów o świadczenie usług bilansowania handlowego są sprzeczne z kierunkiem zmian realizowanym w uOZE. Wobec powyższego obowiązek zakupu od prosumenta (również wytwórcy w mikroinstalacji) powinien być powiązany z wybranym przez prosumenta sprzedawcą na potrzebach własnych. Alternatywą dla powiązania obowiązku ze sprzedażą na potrzeby własne, jest odejście od modelu „jednego POB” i uwzględnienie wyjątku dla mikroinstalacji (prosumenci/wytwórcy) w odnawialnych źródłach energii, dla których sprzedawcą energii elektrycznej nie jest sprzedawca zobowiązany. <i>1a. Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, chyba że zakupu dokonuje sprzedawca lub agregator wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, o których mowa w ust. 1.”</i>	przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieciodystrybucyjnej.”, Propozycja zmian: 1a. Sprzedawca zobowiązany lub sprzedawca wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, który dokonuje sprzedaży energii elektrycznej na potrzeby własne wytwórcy lub prosumenta, ma obowiązek zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, chyba że zakupu dokonuje agregator wybrany przez wytwórcę lub prosumenta, o których mowa w ust. 1.	
829.	Art. 2 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	„4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieci dystrybucyjnej.” W razie dostarczenia energii elektrycznej w ramach dostarczania na rzecz innego podmiotu, obowiązek nie powinien powstawać. Niezależnie od powyższego obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE, jest sprzeczny z art. 3 lit a) rozporządzenia (UE) 2019/943 i powinien być zlikwidowany w całości; Propozycja przepisu: „4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieci dystrybucyjnej na rzecz sprzedawcy zobowiązanego.” Powinny być doprecyzowane szczegółowe procedury z tym związane.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
830.	Art. 2 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia	W razie dostarczenia energii elektrycznej w ramach dostarczania na rzecz innego podmiotu, obowiązek nie powinien powstawać. Niezależnie od powyższego obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE, jest sprzeczny z art. 3 lit a) rozporządzenia (UE) 2019/943 i powinien być zlikwidowany w całości; Propozycja przepisu: „4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieci dystrybucyjnej na rzecz sprzedawcy zobowiązanego.”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących nowych zasad rozliczeń dla prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy

				o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
831.	Art. 2 pkt 4 lit. c projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W razie dostarczenia energii elektrycznej w ramach dostarczania na rzecz innego podmiotu, obowiązek nie powinien powstawać. Niezależnie od powyższego obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE, jest sprzeczny z art. 3 lit a) rozporządzenia (UE) 2019/943 i powinien być zlikwidowany w całości; Propozycja zmiany: „4. Obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1, 3 i 4, powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieci dystrybucyjnej na rzecz sprzedawcy zobowiązanego.”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczących nowych zasad rozliczeń dla prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
832.	Art. 2 pkt 4 lit. d projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 21 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Wybór sposobu rozliczenia energii elektrycznej przez prosumenta energii odnawialnej. W art. 41 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dodaje się ust. 21 w brzmieniu: „21. Prosument korzystający z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1, nie korzysta z prawa do sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1 pkt 4.” W opinii Fundacji, w okresie do dnia 31 grudnia 2023 r. należy umożliwić prosumentowi energii odnawialnej wybór pomiędzy systemem rozliczania w formie opustów a mechanizmem polegającym na sprzedaży nadwyżek energii podmiotowi zobowiązanemu. Podobne rozwiązanie funkcjonuje obecnie w stosunku do przedsiębiorców będących jednocześnie prosumentami i wytwarzających energię odnawialną w mikroinstalacji. Fundacja proponuje następujące brzmienie Art. 41 ust. 21 ustawy dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii: „21. Prosument energii odnawialnej, o którym mowa w 40 ust. 1b pkt 1, dokonuje wyboru pomiędzy korzystaniem z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1, albo prawa do sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1 pkt 4.”	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

833.	Art. 2 pkt 4 lit. d projektu ustawy w zakresie art. 41 ust. 22 i 23 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Urząd Regulacji Energetyki	Zgodnie z nowo dodawanym ust. 22 do art. 41 ustawy OZE, zawartym w art. 2 pkt 4 projektu ustawy, przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, uzyskiwany przez prosumentów, którzy swoją energię będą sprzedawali sprzedawcy zobowiązanemu za cenę określoną w art. 23 ust. 2 pkt 18a) ustawy – Prawo energetyczne, nie stanowi przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych lub przychodu w rozumieniu ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych, a w konsekwencji nie podlega opodatkowaniu. Również na podstawie nowo dodawanego ust. 23 w art. 41 ustawy OZE (art. 2 pkt 4 projektu ustawy) ilości energii elektrycznej sprzedanej przez prosumenta energii odnawialnej na zasadach, o których mowa w ust. 1 pkt 4, uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego. Zgodnie z art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (dalej: TFUE), wsparcie dla przedsiębiorcy podlega przepisom dotyczącym pomocy publicznej, o ile jednocześnie spełnia następujące przesłanki: • udzielane jest przez państwo lub ze środków państwowych, • ma charakter selektywny (uprzywilejowuje określonego przedsiębiorcę lub określonych przedsiębiorców albo produkcję określonych towarów), • przedsiębiorca uzyskuje przysporzenie na warunkach korzystniejszych od oferowanych na rynku, • grozi zakłóceniem lub zakłóca konkurencję oraz wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE. W odniesieniu do ww. przesłanek pomocy publicznej, należy zauważyć, że przedmiotowe preferencje dotyczą środków publicznych (zwolnienie z podatku dochodowego oraz akcyzy oznacza uszczuplenie wpływów budżetu państwa) i będzie stanowić korzyść ekonomiczną, której podmioty nie uzyskiwałyby w normalnych warunkach rynkowych. Odnośnie do przesłanki selektywności to należy zauważyć, iż przedmiotowe zwolnienie dotyczą jedynie prosumentów (z wyłączeniem prosumentów aktywnych), tym samym przedmiotowy środek ma charakter selektywny. Jeśli chodzi o przesłankę zakłócenia konkurencji i wpływu na wymianę handlową w UE, należy zauważyć, że rynek wytwarzania energii z instalacji OZE, jest otwarty na konkurencję.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

		W odniesieniu do przedmiotowych preferencji podatkowych, do rozstrzygnięcia pozostaje jedynie kwestia spełnienia przesłanki prowadzenia działalności gospodarczej. Pojęcie przedsiębiorcy w prawie unijnym jest rozumiane bardzo szeroko i obejmuje swym zakresem wszystkie kategorie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą bez względu na ich formę prawną i niezależnie od źródeł ich finansowania¹. Natomiast przez działalność gospodarczą należy rozumieć oferowanie produktów lub usług na rynku. Art. 2 pkt 27a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii definiuje prosumenta jako podmiot dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Zgodnie ze stanowiskiem Komisji Europejskiej, przedstawionym w piśmie z dnia 7 maja 2018 r. (COMP.B2/AB/kd*D*2018/040289), nawet w przypadku odprowadzania nadwyżek wytworzonej przez prosumenta energii do sieci (co w ogólnym rozumieniu przepisów unijnych stanowi prowadzenie działalności gospodarczej), działalność ta może zostać uznana za działalność pomocniczą, zgodną z pkt 207 Zawiadomienia Komisji w sprawie pojęcia pomocy państwa w rozumieniu art. 107 ust.1 TFUE³, jeżeli łącznie są spełnione następujące warunki: • główna działalność beneficjenta ma charakter niegospodarczy (np. osoby fizyczne, nieprowadzące działalności, działalność administracji publicznej), • energia musi być zużywana na potrzeby własne, • rozmiar (zdolność wytwórcza) mikroinstalacji nie może przekraczać realnego zapotrzebowania prosumenta na energię. Jeśli instalacje OZE, należące do prosumentów, mają charakter on-grid (są podłączone do sieci), ale jednocześnie są spełnione wszystkie trzy ww. Warunki dotyczące działalności pomocniczej, to w stosunku do dofinansowania instalacji OZE dla tych prosumentów nie będą stosowane przepisy dotyczące pomocy publicznej. W sytuacji, w której nie zostaną spełnione warunki określone w ww. piśmie Komisji, projektowane preferencje podatkowe będą stanowiły pomoc publiczną. W przypadku zwolnienia prosumentów z podatku dochodowego, przedmiotowa pomoc może być uznana jako pomoc de minimis. Natomiast zwolnienia prosumentów z akcyzy, może zostać ono uznane za pomoc de minimis lub notyfikowane do Komisji Europejskiej, w trybie art. 108 ust. 3 TFUE, na podstawie art. 15 ust. 1 lit. b) dyrektywy Rady 2003/96/WE z dnia 27 października

			2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej.	
834.	Art. 2 pkt 5 projektu ustawy w zakresie art. 83 ust. 3c ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy uzupełnienie treści art. 83 o ustęp 2a wskazujący, że na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej z OZE w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję (w okresie każdych pełnych 3 lat oraz po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia), przyjmuje się, że energia elektryczna nie wytworzona w związku z poleceniem ograniczenia/redukcji wytwarzania, o którym mowa w planowanych do wdrożenia ust. 7a-7l do art. 9c ustawy - Prawo energetyczne. W naszej ocenie nie ma uzasadnienia dla swoistego karanie wytwórcy za energię elektryczną, którą instalacja OZE mogła wygenerować natomiast została zmuszona do ograniczenia/zaprzestania produkcji w związku ze szczególną sytuacją w systemie elektroenergetycznym. Propozycja przepisu: Art. 2 ust. 5) otrzymuje brzmienie: „w art. 83 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: 2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży o którym mowa w ust. 2 powyżej, zakłada się, że ilość energii elektrycznej nie wytworzonej w okresach o których mowa w art. 9c ust. 7a-7l ... ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.), odpowiada ilości energii elektrycznej zadeklarowanej w ofercie przez wytwórcę, który wygrał aukcję. w art. 83 ust. 3c po zdaniu pierwszym dodaje się zdanie drugie w brzmieniu: "3c. W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne."	Uwaga kierunkowo uwzględniona w art. 83 zmienia się brzmienie ust. 2a: „2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży, o którym mowa w ust. 2: 1) przyjmuje się, że całkowita ilość energii elektrycznej niewytworzonej w okresach objętych poleceniami, o których mowa w art. 9c ust. 7a-7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.), nie jest wyższa od ilości energii elektrycznej, którą właściwy operator systemu elektroenergetycznego wyznaczył jako zredukowaną; 2) o przyporządkowaniu części lub całej ilości energii, o której mowa w pkt 1, decyduje wytwórca, przekazując operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, informację,

				o której mowa w art. 93 ust. 18 zdanie pierwsze.”
835.	Art. 2 pkt 5 projektu ustawy w zakresie art. 83 ust. 3c ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elekrownie	Proponujemy uzupełnienie treści art. 83 o ustęp 2a wskazujący, że na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej z OZE w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję (w okresie każdych pełnych 3 lat oraz po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia), przyjmuje się, że energia elektryczna nie wytworzona w związku z poleceniem ograniczenia/redukcji wytwarzania, o którym mowa w planowanych do wdrożenia ust. 7a-7l do art. 9c ustawy - Prawo energetyczne. Proponujemy skreślenie tych przepisów, ale gdyby nie zostały skreślone lub zastąpione równoważnymi to w naszej ocenie nie ma uzasadnienia dla swobodnego karania wytwórcy za energię elektryczną, którą instalacja OZE mogła wygenerować natomiast została zmuszona do ograniczenia/zaprzestania produkcji w związku ze szczególną sytuacją w systemie elektroenergetycznym. Propozycja przepisów: Art. 2 ust. 5) otrzymuje brzmienie: „w art. 83 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: <i>2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży o którym mowa w ust. 2 powyżej, zakłada się, że ilość energii elektrycznej nie wytworzonej w okresach o których mowa w art. 9c ust. 7a-7l ... ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.), odpowiada ilości energii elektrycznej zadeklarowanej w ofercie przez wytwórcę, który wygrał aukcję.</i> w art. 83 ust. 3c po zdaniu pierwszym dodaje się zdanie drugie w brzmieniu: ”3c. W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”;	Uwaga kierunkowo uwzględniona w art. 83 zmienia się brzmienie ust. 2a: „2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży, o którym mowa w ust. 2: 1) przyjmuje się, że całkowita ilość energii elektrycznej niewytworzonej w okresach objętych poleceniami, o których mowa w art. 9c ust. 7a-7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.), nie jest wyższa od ilości energii elektrycznej, którą właściwy operator systemu elektroenergetycznego wyznaczył jako zredukowaną; 2) o przyporządkowaniu części lub całej ilości energii, o której mowa w pkt 1, decyduje wytwórca, przekazując operatorowi systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest

				przyłaczony, informację, o której mowa w art. 93 ust. 18 zdanie pierwsze.”.
836.	Art. 2 pkt 6 projektu ustawy w zakresie art. 93 ust. 14 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Urząd Regulacji Energetyki	W art. 93 ust. 14 ustawy o odnawialnych źródłach energii należy skreślić pkt 4. Ww. regulacja jest bezprzedmiotowa, gdyż odwołuje się do systemów FIT/FIP, które nie są dedykowane instalacjom OZE podlegającym redysponowaniu, tj. jednostkom wykorzystującym energię wiatru lub słońca.	Uwaga uwzględniona
837.	Art. 2 pkt 6 projektu ustawy w zakresie art. 93 ust. 19 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się zmianę projektowanej treści art. 93 ust. 19 ustawy o odnawialnych źródłach energii poprzez umożliwienie Prezesowi URE otrzymywania informacji od właściwego OSP. Pozyskanie ww. informacji przez Prezesa URE jest niezbędne dla kontroli realizacji obowiązków w systemie aukcyjnym. Projektowanemu art. 93 ust. 19 proponuje się nadać brzmienie: „19. W przypadku zgłoszenia przez wytwórcę zaliczenia ilości energii elektrycznej, niewyprodukowanej w instalacji odnawialnego źródła energii w wyniku polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne, wydanego przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, do realizacji zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, a także realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 83 ust.2, operator ten informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej, oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania oraz realizacji obowiązku do końca miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło wykonanie polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne.”.	Uwaga uwzględniona
838.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii – dodanie pkt 8	KGHM Polska Miedź	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku,	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE. Propozycja przepisu: 8) art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i>	
339.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o	KGHM Polska Miedź	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. Propozycja przepisu: 8) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieuwzględniona. Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały

	odnawialnych źródeł energii – dodanie pkt 8		3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.	usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
340.	Art. 3 projektu ustawy w związku z art. 5 ust. 2b ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przepis art. 5 ust. 2b dotyczy umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranej z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe. Umowy sprzedaży energii na czas oznaczony z karami za ich wcześniejsze rozwiązanie są natomiast zawierane również z odbiorcami, którzy samodzielnie odpowiadają za bilansowanie handlowe. Propozycja przepisu: Art. 3. Do umów, o których mowa w art. 4j ust. 3a i art. 5 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z aktualnym brzmieniem przepisu przejściowego dot. art. 5 ust. 2b, dotychczasowe umowy mają zostać dostosowane do zmian wprowadzanych przedmiotowym projektem w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Brak jest wystarczającego uzasadnienia dla zachowania starego brzmienia art. 4j ust. 3a uPE, dla umów które zostały zawarte przed dniem wejścia w życie ustawy.
341.	Art. 3 projektu ustawy w związku z art. 5 ust. 2b ustawy - Prawo energetyczne	TAURON Polska Energia	Przepis art. 5 ust. 2b dotyczy umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranej z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe. Umowy sprzedaży energii na czas oznaczony z karami za ich wcześniejsze rozwiązanie są natomiast zawierane również z odbiorcami, którzy samodzielnie odpowiadają za bilansowanie handlowe. Propozycja zmian: Art. 6. Do umów, o których mowa w art. 4j ust. 3a i art. 5 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawartych przed dniem wejścia	Uwaga nieuwzględniona Zgodnie z aktualnym brzmieniem przepisu przejściowego dot. art. 5 ust. 2b, dotychczasowe umowy mają zostać dostosowane do zmian wprowadzanych przedmiotowym

			w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym	projektem w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Brak jest wystarczającego uzasadnienia dla zachowania starego brzmienia art. 4j ust. 3a uPE, dla umów które zostały zawarte przed dniem wejścia w życie ustawy.
342.	Art. 3 projektu ustawy w związku z art. 5 ust. 2b ustawy - Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się wprowadzić przepis wymagający dostosowania odpowiednich umów. Umowy sprzedaży zawarte z odbiorcami niebędącymi podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe powinny być dostosowane do postanowień zmienionego prawa. Przepis przejściowy w projektowanym kształcie spowoduje, że w odniesieniu do niektórych umów powstaną wątpliwości jaki stan prawny należy stosować. W zakresie bilansowania handlowego będzie trzeba utrzymywać dualizm regulacji w zasadach bilansowania handlowego. Stąd za uzasadnione należy przyjąć, że poprawnym rozwiązaniem jest ustalenie terminu na dostosowanie umów do zmienionego porządku prawnego. Proponuje się zastąpić projektowany przepis obowiązkiem dostosowania umów w określonym terminie.	Uwaga uwzględniona.
343.	Art. 4 projektu ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Ze względu na wdrożenie CSIRE administrowanego przez OIRE przepis przejściowy dotyczący odbiorców końcowych, którzy powinni być zaopatrywani wyłącznie na podstawie umowy kompleksowej powinien być dostosowany do zmienianych przepisów części zasadniczej nowelizacji. Celowe jest też odstąpienie od utrzymywania dualizmu rozwiązań prawnych. Dualizmu rozwiązań prawnych wpłynie bowiem negatywnie na koszty wdrożenia CSIRE oraz doprowadzi do komplikacji procesów rynku energii. Celowe jest umożliwienie zaopatrywania się na podstawie umów rozdzielonych jedynie do określonej daty. Propozycja brzmienia przepisu: Art. 4. Sprzedawcy i odbiorcy końcowi, o których mowa w art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1, stosujący umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy o świadczenie	Uwaga częściowo uwzględniona – zmiana terminu na 1 lipca 2024 r. – datę wejścia w życie CSIRE.

			usług przesyłania energii elektrycznej zawarte przed dniem wejścia w życie art. 5 ust. 3a ustawy zmienianej w art. 1, rozwiązują te umowy lub zawierają umowy kompleksowe w terminie 24 miesiące od dnia wejścia w życie ustawy.	
344.	Art. 5 projektu ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	W tym artykule, ale i całym projekcie brakuje określenia co w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie akceptowało warunków i nie podpisze GUD-K Ponadto należy zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku braku akceptacji po stronie sprzedawcy, zmienionych zapisów umowy o świadczenie usług dystrybucji, przy jednoczesnym zobowiązaniu przez URE do ich stosowania przez strony, możemy mieć do czynienia z przypadkiem stosowania wobec tej samej grupy odbiorców (np. w jednej grupie taryfowej) różnych wzorców umów. Zakładamy, że założeniem projektowanego przepisu jest dążenie do eliminowania z rynku postanowień umów: nie zapewniających ochrony interesów stron, nie równoważących interesów jednej ze stron umów czy mających negatywny wpływ na kształtowanie się/ ochronę konkurencji rynku energii elektrycznej. Rozumiemy w tym procesie rolę Prezesa URE, natomiast zobowiązanie przedsiębiorstw do kształtowania wzorców umów zgodnych z prawem konkurencji są przede wszystkim po stronie UOKiK (decyzje UOKiK również mają charakter prewencyjny). Postulat: proponujemy poddać pod dyskusję zmianę przepisu, aby jego interpretacja nie powodowała konieczności obowiązywania różnych wzorców umów w zakresie świadczenia usług dystrybucyjnych, dla tej samej grupy odbiorców taryfowych.	Uwaga uwzględniona, skonsumowana przez dodanie przepisu karnego zobowiązującego obie strony do zawarcia umowy kompleksowej.
345.	Art. 6 projektu ustawy	TAURON Polska Energia	Korekta błędu redakcyjnego, projektodawcy chodziło zapewne o dotychczasowe brzmienie ustawy. Propozycja zmian: „Art. 6. Do umów, o których mowa w art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, chyba że odbiorca końcowy złoży sprzedawcy, z którym została zawarta umowa sprzedaży, w rozumieniu art. 5 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 albo umowa kompleksowa, w rozumieniu art. 5 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, wniosek o uzupełnienie tej umowy o postanowienia wskazane w art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.”	Uwaga uwzględniona.

346.	Art. 6 projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Korekta błędu redakcyjnego, projektodawcy chodziło zapewne o dotychczasowe brzmienie ustawy. Propozycja zmian: „Art. 6. Do umów, o których mowa w art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, chyba że odbiorca końcowy złoży sprzedawcy, z którym została zawarta umowa sprzedaży, w rozumieniu art. 5 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 albo umowa kompleksowa, w rozumieniu art. 5 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, wnioszek o uzupełnienie tej umowy o postanowienia wskazane w art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.”	Uwaga uwzględniona.
347.	Art. 7 projektu ustawy	Energia S.A.	Konieczność zmiany numeracji z uwagi na niezgodność względem ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (podpisana przez Prezydenta RP e dniu 02 czerwca 2021 r. – oczekująca na publikację w Dz. U.)	Uwaga uwzględniona
348.	Art. 8 projektu ustawy	PTPiREE	W przypadku wcześniej złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia często nie będzie już czasu na zrealizowanie działań opisanych w projektowanych przepisach, co może skutkować niedotrzymaniem terminu wydania warunków przyłączenia. Propozycja zmiany: <i>Art. 8. Przepis art. 7 ust. 3g ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe, złożonych ~~przed dniem wejścia~~ po wejściu w życie niniejszej ustawy.</i>	Uwaga uwzględniona.
349.	Art. 8 projektu ustawy	TAURON Polska Energia	W przypadku wcześniej złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia często nie będzie już czasu na zrealizowanie działań opisanych w projektowanych przepisach, co może skutkować niedotrzymaniem terminu wydania warunków przyłączenia. Propozycja zmiany: Art. 8. Przepis art. 7 ust. 3g ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu	Uwaga uwzględniona.

			znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe, złożonych ~~przed dniem wejścia~~ po wejściu w życie niniejszej ustawy.	
850.	Art. 9 projektu ustawy	Energa S.A.	Alternatywnie do uwagi szczegółowej w pkt 9 powyżej, proponujemy odroczenie zmian wprowadzanych art. 1 pkt 8) ppkt b). W perspektywie zakończenia wsparcia w rynku mocy po 2025 roku dla dużej ilości bloków węglowych oraz co się z tym wiąże możliwości wycofania znacznej ilości mocy węglowych z KSE konieczne jest powstanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych. Według informacji Prezesa URE¹ do 2034 r. z KSE wycofane zostanie co najmniej 18,1 GW sterowalnych i dyspozycyjnych mocy, gdzie równocześnie inwestorzy planują wybudować jedynie 4,4 GW nowych mocy wytwórczych w jednostkach na gaz ziemny. Przedstawione negatywne propozycje zmian, zwiększające koszt budowy jednostek gazowych mogłyby dodatkowo zredukować te plany. Gaz ziemny jest paliwem przejściowym dla węgla i inwestycje gazowe w okresie przejściowym transformacji energetycznej nie powinny podlegać zwiększonym nakładom finansowym. ¹ https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbędne-bedzie-zabezpieczenie.html Propozycja przepisu: „Art. 9. Przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 1a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej zawartych przed 1 stycznia 2026 r.”	Uwaga nieuwzględniona Rozwiązanie, którego dotyczy się uwaga ma służyć zapewnieniu środków na rozwój sieci gazowej, więc celowym jest jak najwcześniejsze jej wprowadzenie.
851.	Art. 10 projektu ustawy – dodanie ust. 2	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Dodanie ust. 2 umożliwi wdrożenie w zakresie przepisów taryfowych mechanizmu wynikającego z dodania w art. 9c ust. 7a-7n oraz zmiany wynikającej z wprowadzenia art. 45 ust. 1m. Propozycja brzmienia przepisu: Art. 10. 1. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3, art. 31f ust. 2 i art. 46 ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych odpowiednio na podstawie art. 9 ust. 3, art. 31f ust. 2 i art. 46 ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane.	Uwaga uwzględniona

			2. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie 46 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, zostaną dostosowane do art. 45 ust. 1k i 1m tej ustawy, nie później niż w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	
852.	Art. 11 projektu ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przepis przejściowy zawiera niemożliwe do dotrzymania terminy. Zakres zmian wymaganych do wprowadzenia w związku z przedmiotową nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne jest szeroki i złożony, a ponadto istotny z punktu widzenia użytkowników systemu. W związku z tym zaproponowano terminy przygotowania instrukcji adekwatne do zakresu związanych z tym prac. Propozycja brzmienia przepisu: Art. 11. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, lub jej zmianę dostosowaną do przepisów w brzmieniu nadanym ustawą nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Wraz z instrukcją lub jej zmianą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia. 2. W terminie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyłączeniem operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, opracuje i przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia. 2. W terminie 8 miesięcy od dnia wejścia w życie zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 1 operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1, zamieści na swojej stronie internetowej oraz udostępni w swojej siedzibie do publicznego wglądu instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, opracowaną zgodnie z art. 9g ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wraz z informacją o uwagach zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz sposobie ich uwzględnienia.	Uwaga uwzględniona
853.	Art. 12 projektu ustawy	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Proponuje się skreślenie przepisu, Ocena wystarczalności na poziomie krajowym wykonywana jest na wniosek ministra właściwego do spraw energii w przypadku, kiedy jest to uzasadnione (patrz dodawany art. 15ba ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne). Wprowadzenie przepisu obligującego operatora do	Uwaga nieuwzględniona.

			wykonania oceny jest wymaganiem nadmiarowym, ponieważ ocenę na poziomie krajowym co do zasady wykonuje się w przypadku, kiedy wyniki oceny na poziomie europejskim uzasadniają wykonanie bardziej szczegółowych analiz krajowych.	Analiza oceny wystarczalności jest dokumentem istotnym z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, stanowiąc podstawę oceny bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej do odbiorców końcowych.
854.	Art. 16 projektu ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponujemy dopuścić składanie oświadczeń przez prosumenta w zakresie migracji do nowego systemu rozliczeń, również w innej formie niż pisemna. Aktualnie prosumenci bardzo często korzystają np. z elektronicznych form kontaktu ze sprzedawcami (np. elektronicznych biur obsługi). Propozycja zmian: <i>Prosument energii odnawialnej, w rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy zmienianej w art. 2, dla energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji, w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy zmienianej w art. 2, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej I wytwarzającej energię odnawialną w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć oświadczenie na papierze lub innym trwałym nośniku do sprzedawcy zobowiązanego, sprzedawcy wybranego albo agregatora o skorzystaniu z prawa do sprzedaży energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy zmienianej w art. 2.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
855.	Art. 16 projektu ustawy	Energa S.A.	Proponujemy dopuścić składanie oświadczeń przez prosumenta w zakresie migracji do nowego systemu rozliczeń, również w innej formie niż pisemna. Aktualnie prosumenci bardzo często korzystają np. z elektronicznych form kontaktu ze sprzedawcami (np. elektronicznych biur obsługi). Propozycja zmian: <i>Prosument energii odnawialnej, w rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy zmienianej w art. 2, dla energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji, w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy zmienianej w art. 2, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej I wytwarzającej energię odnawialną w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć oświadczenie na papierze lub innym trwałym nośniku do sprzedawcy zobowiązanego, sprzedawcy wybranego albo agregatora o skorzystaniu z prawa do sprzedaży energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy zmienianej w art. 2.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

856.	Art. 18 projektu ustawy	PTPiREE	1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d , który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r. Proponuje się zmianę brzmienia na „pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d i pkt 5 w zakresie dodawanego w art. 5a¹ ust. 7 w odniesieniu do ust. 6a–6d, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.” – objęcie również pkt 5 w zakresie przepisu przejściowego.	Uwaga uwzględniona
857.	Art. 18 projektu ustawy	TAURON Polska Energia	Przedsiębiorstwa obrotu powinny mieć zapewniony stosowny czas, minimum 2 miesiące, na dostosowanie oferty, wycofanie z niej produktów opartych o stałą cenę energii na określony czas i zastąpienie ich produktami alternatywnymi. Propozycja zmian: „Art. 18. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów art. 1: 1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 3a, który wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia oraz w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d , który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.; 2) pkt 4 w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e–4g i ust. 6g oraz pkt 12 lit. d w zakresie dodawanego art. 9c ust. 4c, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) pkt 4 lit. c w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a, który wchodzi po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) pkt 4 lit. e w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d oraz pkt 8, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.”	Uwaga uwzględniona
858.	Art. 18 projektu ustawy	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przedsiębiorstwa obrotu powinny mieć zapewniony stosowny czas, minimum 2 miesiące, na dostosowanie oferty, wycofanie z niej produktów opartych o stałą cenę energii na określony czas i zastąpienie ich produktami alternatywnymi. Propozycja zmian: „Art. 18. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów art. 1: 1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 3a, który wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia oraz w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d , który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.; 2) pkt 4 w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e–4g i ust. 6g oraz pkt 12 lit. d w zakresie dodawanego art. 9c ust. 4c, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) pkt 4 lit. c w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a, który wchodzi po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) pkt 4 lit. e w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d oraz pkt 8, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.”	Uwaga uwzględniona

359.	Art. 18 projektu ustawy	Urząd Regulacji Energetyki	Należy zapewnić odpowiednio długie vacatio legis (min. 12 miesięcy) dla przepisów rozdziału 4 (art. 1 pkt 33 projektu). Prace nad porównywarłą ofert jeszcze się nie rozpoczęły (gotowa jest wstępna wersja specyfikacji, ale konieczne będzie zorganizowanie i przeprowadzenie przetargu na wykonawcę oraz czas na realizację zlecenia).	Uwaga uwzględniona
360.	Art. 18 pkt 1 projektu ustawy	Energa S.A.	Propozycja zmian: Zmiana na „pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d i pkt 5 w zakresie dodawanego w art. 5a1 ust. 7 w odniesieniu do ust. 6a–6d, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.” – objęcie również pkt 5 w zakresie przepisu przejściowego.	Uwaga uwzględniona
361.	Art. 18 pkt 2 projektu ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponuje się wydłużenie okresu na wprowadzenie umów z ceną dynamiczną, poprzez określenie obowiązku ich stosowania od momentu uruchomienia w Polsce Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). W praktyce pełen potencjał tych umów będzie mógł być wykorzystany, gdy odbiorcy końcowi będą mieli zapewniony stały i szybki dostęp do informacji o swoim rzeczywistym zużyciu energii elektrycznej. Informacje te pozwolą odbiorcom racjonalizować zużycie energii i podejmować świadome decyzje w zakresie jej wykorzystania, w tym zakupu w ramach umowy z ceną dynamiczną. Przy czym odbiorcy będą mieli zapewniony faktyczny dostęp do informacji o zużyciu, dopiero po uruchomieniu CSWI i planowanego do utworzenia w tym systemu tzw. portalu odbiorcy. Ponadto prowadzenie rozliczeń z odbiorcami w ramach umów z ceną dynamiczną będzie odbywać się w oparciu o dane pomiarowe profilowe (informacje o godzinowym lub 15 minutowym zużyciu energii), które aktualnie nie są powszechnie udostępniane sprzedawcom przez OSD (obecnie OSD przekazują sprzedawcom przede wszystkim dane okresowe, w postaci zużycia i/lub stanów licznika na koniec okresu rozliczeniowego). Proces udostępniania sprzedawcom danych profilowych będzie jednym z procesów rynku energii obsługiwanych w ramach CSWI. Wobec powyższego realizacja umów z ceną dynamiczną przed terminem uruchomieniem CSWI może napotkać wiele problemów technicznych i praktycznych. Podgląd ten został potwierdzony w samym uzasadnieniu do projektu ustawy (strona 9-10), w którym wskazano, że: <i>Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji</i>	Uwaga nieuwzględniona W zakresie okresu przejściowego - odłożenie w czasie wejścia w życie przepisów dot. umów z ceną dynamiczną do momentu wejścia w życie CSIRE (lipiec 2024) spowoduje jeszcze większe opóźnienia w implementacji dyrektywy 2019/944. Biorąc pod uwagę przybliżony czas wejścia w życie projektu oraz roczne vacatio legis - nie znajduje uzasadnienia wydłużanie w czasie okresu wejścia w życie w/w przepisów. Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie

			<i>Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności.</i>	zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności. Nie można jednak odwlekać w czasie implementacji postanowień dyrektywy.
362.	Art. 18 pkt 2 projektu ustawy	Energa S.A.	Proponuje się wydłużenie okresu na wprowadzenie umów z ceną dynamiczną, poprzez określenie obowiązku ich stosowania od momentu uruchomienia w Polsce Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). W praktyce pełen potencjał tych umów będzie mógł być wykorzystany, gdy odbiorcy końcowi będą mieli zapewniony stały i szybki dostęp do informacji o swoim rzeczywistym zużyciu energii elektrycznej. Informacje te pozwolą odbiorcom racjonalizować zużycie energii i podejmować świadome decyzje w zakresie jej wykorzystania, w tym zakupu w ramach umowy z ceną dynamiczną. Przy czym odbiorcy będą mieli zapewniony faktyczny dostęp do informacji o zużyciu, dopiero po uruchomieniu CSWI i planowanego do utworzenia w tym systemu tzw. portalu odbiorcy. Ponadto prowadzenie rozliczeń z odbiorcami w ramach umów z ceną dynamiczną będzie odbywać się w oparciu o dane pomiarowe profilowe (informacje o godzinowym lub 15 minutowym zużyciu energii), które aktualnie nie są powszechnie udostępniane sprzedawcom przez OSD (obecnie OSD przekazują sprzedawcom przede wszystkim dane okresowe, w postaci zużycia i/lub stanów licznika na koniec okresu rozliczeniowego). Proces udostępniania sprzedawcom danych profilowych będzie jednym z procesów rynku energii obsługiwanych w ramach CSWI.	Uwaga nieuwzględniona W zakresie okresu przejściowego - odłożenie w czasie wejścia w życie przepisów dot. umów z ceną dynamiczną do momentu wejścia w życie CSIRE (lipiec 2024) spowoduje jeszcze większe opóźnienia w implementacji dyrektywy 2019/944. Biorąc pod uwagę przybliżony czas wejścia w życie projektu oraz roczne vacatio legis - nie znajduje uzasadnienia wydłużanie w czasie

			Wobec powyższego realizacja umów z ceną dynamiczną przed terminem uruchomieniem CSWI może napotkać wiele problemów technicznych i praktycznych. Podgląd ten został potwierdzony w samym uzasadnieniu do projektu ustawy (strona 9-10), w którym wskazano, że: <i>Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności.</i>	okresu wejścia w życie w/w przepisów. Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności. Nie można jednak odwlekać w czasie implementacji postanowień dyrektywy.
863.	Art. 18 pkt 4 projektu ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponuje się, aby wprowadzone lub zmieniane projektem ustawy obowiązki informacyjne dla sprzedawcy w zakresie: • przedłożenia odbiorcy dokumentu przedstawiającego streszczenie umowy (art. 1 pkt 4 lit. f), • informowania odbiorcy o podwyżce cen (art. 1 pkt 4 lit. g), • dostarczenia odbiorcy w gospodarstwie domowym informacji o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej (art. 1 pkt 7), zostały wprowadzone do stosowania po 12 miesiącach od dnia ogłoszenia ustawy. W celu realizacji ww. obowiązków po stronie sprzedawcy konieczne jest przeprowadzenie działań dostosowujących, w tym dokonanie zmian w	Uwaga uwzględniona

			stosowanych systemach informatycznych. Proponowane w projekcie ustawy terminy wejścia w życie tych przepisów nie zapewniają sprzedawcy wystarczającego czasu na wykonanie działań dostosowujących.	
364.	Art. 18 pkt 4 projektu ustawy	Energa S.A.	Proponuje się, aby wprowadzone lub zmieniane projektem ustawy obowiązki informacyjne dla sprzedawcy w zakresie: • przedłożenia odbiorcy dokumentu przedstawiającego streszczenie umowy (art. 1 pkt 4 lit. f), • informowania odbiorcy o podwyżce cen (art. 1 pkt 4 lit. g), • dostarczenia odbiorcy w gospodarstwie domowym informacji o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej (art. 1 pkt 7), zostały wprowadzone do stosowania po 12 miesiącach od dnia ogłoszenia ustawy. W celu realizacji ww. obowiązków po stronie sprzedawcy konieczne jest przeprowadzenie działań dostosowujących, w tym dokonanie zmian w stosowanych systemach informatycznych. Proponowane w projekcie ustawy terminy wejścia w życie tych przepisów nie zapewniają sprzedawcy wystarczającego czasu na wykonanie działań dostosowujących.	Uwaga uwzględniona
365.	Art. 18 pkt 4 projektu ustawy – dodać pkt 5	Energa S.A.	Propozycja nowego zapisu: Art. 18. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów art. 1: 5) pkt 23, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r. Uzasadnienie: Obecnie obowiązujący model Planów Rozwoju składa się z wielu arkuszy Excel, które nie spełniają wymogów przejrzystości ani nie mogą być użyte w trakcie konsultacji publicznych. Dodatkowo nie zawierają mierników oceny nowych elementów jakie mają zawierać plany (elastyczność, lista priorytetowa itd.). Wprowadzenie obowiązywania przepisów ustawy nawet z terminem 31 maj 2022 spowoduje, że operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z powodu rozpoczęcia już prac nad aktualizacją planów (muszą spełnić min. wymogi innych przepisów IRIESP) dodatkowo nie posiadając nowych wytycznych URE nie będą w stanie technicznie uzgodnić planów wewnętrznie w spółkach, ani spełnić nowych wymagań w tym zakresie	Uwaga nieuwzględniona Nie ma potrzeby wprowadzania przepisu przejściowego w zakresie planów rozwoju, ponieważ w 2022 r. zostanie opracowany na starych zasadach.

			wynikających z ustawy. Potrzebny jest okres przejściowy (proponujemy 5 lat czyli w 2022 plan rozwoju na starych zasadach, 3 lata na opracowanie i uzgodnienie nowego modelu planu i kolejny plan w 2025 roku na nowych zasadach i w latach następnych co 2 lata). Podobne rozwiązanie zostało zawarte w projekcie ustawy w odniesieniu do zapisów Dyrektywy 2019/943 dotyczących zmiany Sprzedawcy energii w ciągu 24 godzin.	
366.	Art. 18 w zw. z art. 4 projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Zwracamy się z prośbą o ujednolicenie okresu wejścia w życie art. 4 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 30 kwietnia 2021 r. z art. 5 ust. 3a dodawanym na mocy ww. projektu do Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Biorąc pod uwagę, że treść art. 4 jest powiązana z art. 5 ust. 3a dodawanym do Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dla którego został przewidziany 6-miesięczny okres na wejście w życie, zachowanie 14-dniowego okresu na wejście w życie art. 4 może spowodować trudności w stosowaniu ww. przepisu. Utrzymanie projektowanego brzmienia powodować może wątpliwości interpretacyjne dotyczące określenia terminu właściwego dla złożenia wniosku o zawarcie umowy kompleksowej. Ponadto, ujednolicenie przedmiotowych terminów umożliwi sprzedawcom energii elektrycznej realizację procesu zawierania umów GUD-K z OSD, z którymi aktualnie nie posiadają przedmiotowych umów. Propozycja zmian: Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów art. 1: 1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.; 2) pkt 4 w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e–4g i ust. 6g oraz pkt 12 lit. d w zakresie dodawanego art. 9c ust. 4c, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) pkt 4 lit. c w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a, który wchodzi po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) pkt 4 lit. e w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d oraz pkt 8, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.; oraz art. 4, który wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.	Uwaga uwzględniona

367.	Art. 18 w zw. z art. 4 projektu ustawy w zakresie art. 5 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Zwracamy się z prośbą o ujednolicenie okresu wejścia w życie art. 4 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 30 kwietnia 2021 r. z art. 5 ust. 3a dodawanym na mocy ww. projektu do Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Biorąc pod uwagę, że treść art. 4 jest powiązana z art. 5 ust. 3a dodawanym do Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dla którego został przewidziany 6-miesięczny okres na wejście w życie, zachowanie 14-dniowego okresu na wejście w życie art. 4 może spowodować trudności w stosowaniu ww. przepisu. Utrzymanie projektowanego brzmienia powodować może wątpliwości interpretacyjne dotyczące określenia terminu właściwego dla złożenia wniosku o zawarcie umowy kompleksowej. Ponadto, ujednolicenie przedmiotowych terminów umożliwi sprzedawcom energii elektrycznej realizację procesu zawierania umów GUD-K z OSD, z którymi aktualnie nie posiadają przedmiotowych umów. Propozycja zmian: Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów art. 1: 1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a–6d, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.; 2) pkt 4 w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e–4g i ust. 6g oraz pkt 12 lit. d w zakresie dodawanego art. 9c ust. 4c, które wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) pkt 4 lit. c w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a, który wchodzi po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) pkt 4 lit. e w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d oraz pkt 8, które wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.; oraz art. 4, który wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.	Uwaga uwzględniona
368.	Propozycja dodatnia do projektu	Urząd Regulacji Energetyki	Proponowane w projekcie zmiany mają charakter niezwykle istotny i obszerny, projektowane przepisy konstytuują wiele nowych instytucji, nakładając na Prezesa URE szereg nowych obowiązków. Jednocześnie projektodawca (po raz	Uwaga uwzględniona

	ustawy przepisu dotyczącego reguły wydatkowej		kolejny) nie przewidział dodatkowych środków dla Prezesa URE na realizację nowych zadań. Brak środków finansowych do realizacji znacznie powiększonych kompetencji organu regulacyjnego stworzy realne zagrożenie zaistnienia braku możliwości do realizacji zadań organu w racjonalnych, dopuszczalnych obowiązującymi przepisami terminach. Z tej przyczyny niezbędne jest zapewnienie organowi regulacyjnemu środków na realizację nowych, projektowanych zadań. Uzasadnienie wysokości środków finansowych znajduje się w uwagach do OSR. Do projektu ustawy należy dodać artykuł zawierający regułę wydatkową (po uzupełnieniu lat przy uwzględnieniu daty wejścia w życie ustawy): „x. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku: 1) r. – 9 598 155 zł; 2) r. – 8 864 298 zł; 3) r. – 8 608 074 zł; 4) r. – 8 744 768 zł; 5) r. – 8 792 630 zł; 6) r. – 8 901 688 zł; 7) r. – 9 001 973 zł; 8) r. – 9 063 515 zł; 9) r. – 9 136 346 zł; 10) r. – 9 320 497 zł;” 2. Prezes URE monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3. 3. W przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków obniża wielkość środków przeznaczonych na wydatki w drugim półroczu o kwotę stanowiącą różnicę pomiędzy wielkością tego limitu a kwotą przekroczenia wydatków. 4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.”.	
369.	Uwaga do uzasadnienia	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W uzasadnieniu do projektu proponujemy dodanie jednego środka zaradczego („praca z zaniżeniem”) niewymienionego we wszystkich środkach zaradczych w kolejności ich stosowania. 1. blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday, 2. rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego,	Uwaga częściowo uwzględniona. Treść art. 83 ust. 2a została zmieniona.

			3. wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych w ramach realizacji usługi specyficznej, 4. udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay, 5. zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS, 6. eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej, 7. praca z zaniżeniem, 8. nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.	
870.	Uwaga do uzasadnienia	Solar Energy BU	W „Uzasadnieniu” na stronie 15 znajduje się fałszywa teza: „[...] obserwowanego obecnie zjawiska przewymiarowania instalacji, co wymiennie wpłynie na oszczędności w zakresie kosztów inwestycyjnych instalacji OZE, tym samym przyczyniając się do skrócenia okresu jej amortyzacji.” • idea systemu net meteringu, w której nadwyżki nieodebranej w ciągu 1 roku wyprodukowanej energii zostają utracone, skutecznie powstrzymywała prosumentów przed przewymiarowaniem instalacji, ponieważ jest to ekonomicznie nieuzasadnione. Przewymiarowana instalacja produkowałaby nadwyżki energii, które w żaden sposób nie wpływają na skrócenie okresu inwestycji. • co więcej, wprowadzenie ceny sprzedaży energii na poziomie 250zł/MWh przy cenie zakupu 350 zł/MWh będzie właśnie skutkowało przewymiarowywaniem instalacji – aby prosument mógł zarobić produkcją energii na jej późniejszą konsumpcję. Osiągnięty zostanie zatem skutek dokładnie odwrotny od zamierzonego. Postuluje się o wprowadzenie jednej ceny energii – zarówno przy jej zakupie, jak i odsprzedaży, co znacznie poprawi atrakcyjność nowego systemu i ograniczy ekonomiczny sens przewymiarowywania instalacji.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
871.	Uwaga do uzasadnienia	PGE Polska Grupa Energetyczna	Proponujemy dodanie jednego środka zaradczego („praca z zaniżeniem”) niewymienionego we wszystkich środkach zaradczych w kolejności ich stosowania. 1. blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday, 2. rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego, 3. wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych w ramach realizacji usługi specyficznej, 4. udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay, 5. zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS, 6. eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej, 7. praca z zaniżeniem, 8. nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.	Uwaga częściowo uwzględniona. Treść art. 83 ust. 2a została zmieniona.
872.	Uwagi do uzasadnienia	Krajowa Izba Gospodarcza	W Ocenie Skutków Regulacji wskazano wprost, że jednym z praw odbiorców wynikających z dyrektywy 2019/944 jest:	Uwaga została uwzględniona na etapie

		Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT) – prawo do żądania zainstalowania inteligentnego licznika W zmianach ustawy nie opisano narzędzi dla odbiorców, by mogli przedstawić wyżej wymienione żądanie OSD. Ponadto intencją UE nie jest sama instalacja inteligentnego licznika, ale potrzeba dostępu do danych pomiarowych, które są niezbędne do bilansowania i rozliczania: – klastrów energii, – spółdzielni energetycznych, – obywatelskich społeczności energetycznych. Poza wyżej wymienionymi podmiotami dostęp do danych pomiarowych jest również niezbędny odbiorcom komunalnym, prosumentom i odbiorcom aktywnym do zarządzania zużyciem i produkcją energii, usługami elastyczności oraz w szczególności do korzystania z taryfy dynamicznej (jako jedyna została wskazana w ustawie jako motywacja dla OSD do wymiany licznika choć jest tylko jednym z elementów, które nie mogą poprawnie funkcjonować bez dostępu do danych pomiarowych).	prac nad projektem rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego. Zgodnie z pkt. 7.3. do załącznika I: Licznik zdalnego odczytu powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne do komunikacji lokalnej: optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej, opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje, w tym w normie PN-EN 62056-21, Ponadto, zgodnie z Art. 11zc. 1. Ustawy – Prawo energetyczne operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu

				elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, Art. 11zc ustawy – Prawo energetyczne wymienia katalog podmiotów uprawnionych do uzyskania danych pomiarowych z CSIRE. Katalog jest b. szeroki (poprzez użycie pojęcia „użytkownika systemu”) a zarazem kompletny. Zgodnie z art. 11t ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii

				<i>elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mogą wystąpić z wnioskiem do tego operatora lub właściciela o:</i> 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; Ust. 7 tego art. zobowiązuje OSD do zainstalowania licznika zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy końcowego w terminie 4 miesięcy.
873.	Uwaga do uzasadnienia – ad. 12	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Proponujemy dodanie jednego środka zaradczego („praca z zaniżeniem”) niewymienionego we wszystkich środkach zaradczych w kolejności ich stosowania. Zwracamy uwagę na wcześniejszą uwagę dalej idącą, żeby skreślić cały dodawany pkt 7, a redukcję generacji w OZE realizować w ramach systemu usuwania ograniczeń.	Uwaga częściowo uwzględniona. Treść art. 83 ust. 2a została zmieniona.
874.	Uwaga do OSR	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	W przedstawionej OSR nie zamieszczono analizy ekonomicznej, w tym analizy tego, co stanie się z polskim rynkiem energii w wyniku proponowanych zmian dla prosumentów.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
875.	Uwaga do OSR	Solar Energy BU	W dokumencie Ocena Skutków Regulacji błędnie został zinterpretowany pkt. „9. Wpływ na rynek pracy”. Wprowadzanie tak istotnych zmian w ekspresowym tempie 5 miesięcy (zakończenie systemu net-meteringu z dniem 31 grudnia 2021r) spowoduje:	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i

			- nieproporcjonalny wzrost zatrudnienia w firmach montujących mikroinstalacje PV w okresie najbliższych 5 miesięcy, a wynikający z chęci skorzystania z systemu net-meteringu przez liczną grupę [niezdecydowanych jak dotąd] prosumentów. - załamanie rynku mikroinstalacji PV w Polsce po 1 stycznia 2022r, które będzie skutkowało znaczną dochodzącą do 50% redukcją zatrudnienia w dynamiczniej rozwijającej się branży, szacowanej nawet na 100.000 miejsc pracy – w firmach instalacyjnych, dystrybucyjnych i produkcyjnych. - brak możliwości utrzymania aktualnego poziomu zatrudnienia będzie wynikał przede wszystkim ze zbyt krótkiego okresu pozwalającego na przebranżowienie i/lub rozwinięcie innego rodzaju działalności. - pojawienie się nowych podmiotów na rynku energii tj. agregatorów, których ze względów na wymogi prawne i finansowe będzie zapewne kilku nie będzie miało pozytywnego wpływu na rynek pracy Postuluje się zatem o przedłużenie okresu przejściowego przynajmniej do 31 grudnia 2022 r., co jest zgodne z wymogami dyrektywy 2019/944 (art. 15 ust. 4), w którym datą graniczną jest 31 grudnia 2023 r.	nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
876.	Uwaga do OSR	Urząd Regulacji Energetyki	Wydatki na wykonywanie zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynikających z ustawy przedstawione są szczegółowo w tabelach zamieszczonych pod niniejszą tabelą i należy je uwzględnić w rozdziale 6 OSR: Wpływ na sektor finansów publicznych. Obecna wersja OSR zawiera zapis: „Zmiany przewidziane w projekcie ustawy będą wiązać się z nałożeniem na Prezesa URE nowych obowiązków, w tym z obowiązkiem stworzenia narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej oraz jego prowadzenia i obsługi przez Prezesa URE. Powyższe nastąpi w ramach limitu wydatków budżetowych dla części 50 -URE, którego dysponentem jest Prezes URE.”. Analiza zadań Prezesa URE wynikających z projektowanej ustawy wskazuje, iż do realizacji przez Prezesa URE nowych obowiązków, w zakresie wynikającym z tej ustawy, niezbędnych będzie zapewnienie dodatkowych 48 etatów oraz środków na budowę i utrzymanie porównywarki ofert oraz dwóch rejestrów: działalności agregatorów i obywatelskich społeczności energetycznych. Wynagrodzenia wraz z pochodnymi na utrzymanie powyższych etatów jak i środki niezbędne na budowę i utrzymanie ww. systemów nie będą mogły zostać sfinansowane w ramach limitu wydatków budżetowych dla części 50-URE, którego dysponentem jest Prezes URE, ponieważ limit ten jest niewystarczający na bieżące funkcjonowanie nie mówiąc już o sfinansowaniu nowych obszarów. Poniżej przedstawiam nałożone na Prezesa URE projektowaną ustawą najistotniejsze nowe obowiązki, z określeniem ilości etatów niezbędnych do ich realizacji:	Uwaga uwzględniona Z uwagi na aktualizację liczby etatów przesłaną przez Urząd Regulacji Energetyki ze względu na zmiany dotyczące zakresu regulacji, liczba tych etatów została zredukowana do 45.

			– prowadzenie porównywarki ofert (2 etaty), – prowadzenie rejestrów agregatorów i obywatelskich społeczności energetycznych (3 etaty) – udzielanie odstępstw od stosowania przepisów, kontrola działań podmiotów, którym przyznano odstępstwa, przeprowadzanie postępowania projektowego w ramach tzw. piaskownicy regulacyjnej, (3 etaty), – prowadzenie monitoringu o którym mowa w dodawanym art. 23 ust. 2 pkt 18b (szeroki monitoring rynku detalicznego) oraz wydawanie zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencji i raportu z monitorowania wpływu umów z ceną dynamiczną na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami (2 etaty), – zapewnianie ustalenia zasad dotyczących zamawiania usług elastyczności oraz wymogów związanych z tymi usługami w uzgadnianych bądź zatwierdzanych dokumentach (2 etaty), – żądanie zmiany umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartych między sprzedawcą a operatorem, monitorowanie treści zawieranych umów (kompetencja do działania z urzędu) (3 etaty), – publikacja szczegółowego wykazu linii bezpośrednich i ich parametrów technicznych wraz z obowiązkiem publikowania zmian danych zawartych w tym wykazie (3 etaty), – zatwierdzanie taryf operatorów uwzględniających koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne niezbędne koszty związane z udzielaniem zamówień na te usługi oraz dodatkowa analiza kosztów związanych z planowanymi środkami na wypłatę odszkodowania w procesie taryfowym (2 etaty), – realizacja zadań dot. magazynów energii, tj. przeprowadzanie konsultacji dot. istniejących magazynów, wydawanie decyzji dot. przekazania magazynów, wydawanie decyzji dot. wyrażenia zgody na przeprowadzenie przez operatora procedury przetargowej (4 etaty), – określanie wytycznych dotyczących kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach	

			rozwoju sieci oraz kontrolowanie wykonywania realizacji planów rozwoju sieci w zakresie realizacji wytycznych (4 etaty), – rozpatrywanie zgłoszeń od odbiorców końcowych dot. naruszenia obowiązków przez operatorów systemu elektroenergetycznego (11 etatów, w tym etaty dla oddziałów URE), – obsługa prawna (4 etaty), obsługa administracyjna (3 etaty), obsługa IT (1 etat), zespół ds. obsługi Koordynatora ds. negocjacji (1 etat).	
877.	Uwaga do OSR	Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi	Braki w Ocenie Skutków Regulacji W przedłożonej Ocenie Skutków Regulacji (OSR) załączonej do przedłożonego w ramach konsultacji publicznych Projektu nowelizacji zabrało wyczerpujących wyjaśnień uzasadniających wybór projektowanego mechanizmu rozliczania prosumentów energii elektrycznej, przyjęcia krótkiego okresu przejściowego, a w szczególności analizy wpływu projektowanych zmian sektor energetyki prosumenckiej oraz na dalszy przyrost mocy w mikroinstalacji prosumenckich. Ponadto, brak analizy opłacalności inwestycji w instalacje prosumenckie w nowym systemie rozliczeń. W opinii Fundacji uzupełnienie OSR o ww. analizy ma kluczowe znaczenie dla zrozumienia zasadności wprowadzanych zmian oraz ich wpływu na przyszłość sektora energetyki prosumenckiej w Polsce.	Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE
ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74) – cz. 4 – propozycje dodatkowych zmian**

Lp.	Dotyczy przepisu	Autor uwagi	Treść uwagi	Odniesienie się do uwagi
878.	Propozycja definiowania pojęcia użytkownik/użytkownicy systemu elektroenergetycznego w ustawie – Prawo energetyczne	Zarządca Rozliczeń S.A.	Dodatkowo Spółka zwraca uwagę, że w ustawie - Prawo energetyczne używane są niezdefiniowane pojęcie: „użytkownik/ownicy systemu elektroenergetycznego” (np. w art. 4k ust. 1, w art. 9g ust. 5c pkt 1a i pkt 3, w art. 11 x, w art. 11zc, art. 11zh ust. 2 pkt 3); 1)). Uzasadnienie: Zdefiniowany jest tylko „użytkownik systemu”, którego, jak się wydaje, należy identyfikować „użytkownikiem systemu elektroenergetycznego”, ale nie jest to jednoznaczne. Brak zdefiniowania pojęć lub niejednolitość ich stosowania może budzić wątpliwości interpretacyjne. W związku z powyższym Spółka uprzejmie prosi o rozważenie proponowanych zmian oraz wprowadzenie ich do projektu na aktualnym etapie prac legislacyjnych.	Uwaga nieuwzględniona. Ustawowa definicja użytkownika systemu zawiera w swoim zakresie przedmiotowym gaz i energię elektryczną. Użycie w przepisach sformułowania „użytkownik systemu elektroenergetycznego” ma na celu doprecyzowanie kontekstu oraz wyeliminowanie ew. wątpliwości interpretacyjnych.
879.	Propozycja zmiany art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Doprecyzowanie definicji przy uwzględnieniu przepisów ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych i proponowanym modelem regulacyjnym. Obowiązkom wynikającym ze sprzedaży gazu ziemnego (np. koncesji) nie powinno podlegać bunkrowanie LNG, tankowanie gazu do ciężkich pojazdów budowlanych i ładowanie pojazdów elektrycznych w rozumieniu powyższej ustawy. Propozycja zmiany: w art. 3 pkt 6a otrzymuje brzmienie: „6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego, bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG), tankowania gazu ziemnego i ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U.	Uwaga nieuwzględniona. W rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych tankowanie gazu ziemnego oznacza napełnianie zbiorników pojazdów samochodowych sprężonym gazem ziemnym (CNG) lub skroplonym gazem ziemnym (LNG), w tym pochodzącym z

			poz. 908);” oraz ~~tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym (CNG) oraz skroplonym gazem ziemnym (LNG) na stacjach gazu ziemnego i ładowania energią elektryczną pojazdów elektrycznych w punktach ładowania~~	biometanu, służącym do napędu tych pojazdów. Natomiast bunkrowanie skroplonym gazem ziemnym (LNG) to napełnianie zbiorników jednostek pływających skroplonym gazem ziemnym (LNG) służącym do napędu tych jednostek lub do napędu urządzeń znajdujących się na tych jednostkach. Celem przedmiotowej uwagi w zakresie zmiany brzmienia art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne jest rozszerzenie wyłączeń spod definicji sprzedaży, przede wszystkim bunkrowania LNG. Zmiana ta umożliwiłaby wprowadzenie do katalogu wykonywanych przez OSPg działalności nowej usługi, co jednak mogłoby naruszyć zasadę <i>unbuildingu</i>.

880.	Propozycja zmiany art. 3 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowana zmiana ma na celu uwzględnienie w definicji sieci przesyłowej również sieci gazowej średnich ciśnień, w sytuacji gdy sieć gazowa wysokich ciśnień oraz sieć gazowa średnich ciśnień są ze sobą funkcjonalnie powiązane. Obecne brzmienie definicji sieci przesyłowej zawarte w art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) nie obejmuje gazociągów średnich ciśnień. Obowiązująca definicja sieci przesyłowej została dodana przez art. 1 pkt 2 lit. f ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony Środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r. Tak więc, definicja ta na przestrzeni ostatnich 15 lat nie uległa zmianie. Powyższą definicję wprowadził rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 3135) - projekt mający na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej (IV kadencja Sejmu). Wskazana nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne w zakresie gazu miała na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektywy 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. L 176 15.07.2003). Ww. dyrektywa miała w swojej treści definicję przesyłu (art. 2 pkt 3), zgodnie z którą "przesył" oznaczał transport gazu ziemnego siecią gazociągów wysokociśnieniowych z wyłączeniem sieci gazociągów kopalnianych, w celu dostarczenia go odbiorcom, ale nie oznaczał dostaw. Natomiast obecnie obowiązująca dyrektywa (Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE) (art. 2 pkt 3), zawiera zmienioną definicję	Uwaga uwzględniona.

			„przesyłu”, która obejmuje również inne gazociągi niż tylko gazociągi wysokiego ciśnienia. Zgodnie z nią "przesył" oznacza transport gazu ziemnego poprzez sieć, składającą się głównie z gazociągów wysokociśnieniowych, inną niż sieć gazociągów kopalnianych i inną niż część wysokociśnieniowych gazociągów używanych głównie w ramach dystrybucji lokalnej gazu ziemnego, w celu dostarczenia go odbiorcom, ale nie obejmuje dostaw. W świetle powołanych wyżej regulacji istotnym kryterium są parametry sieci służących do wykonywania działalności przesyłowej, ale ważne jest także kryterium funkcjonalne, tj. funkcja, jaką sieć pełni w systemie gazowym. Tego rodzaju podejście normatywne jest widoczne w treści dyrektywy 2009/72. Zauważyć także należy, że gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia są traktowane w niektórych krajach Unii Europejskiej jako gazociągi przesyłowe (np. w Niemczech). Obecnie GAZ-SYSTEM eksploatuje sieć gazową wysokiego ciśnienia. Możliwość stosowania w ramach sieci przesyłowej większego zakresu ciśnień pozwoli na bardziej efektywne podejście w zakresie modernizacji i planowania rozwoju gazociągów przesyłowych na styku z siecią gazową operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych. Co istotne gazociągi o średnicy do DN300 włącznie stanowią 37% całkowitej długości sieci przesyłowej, a przy tym 78% gazociągów ma obecnie powyżej 20 lat. 11% gazociągów eksploatowanych przez GAZ-SYSTEM posiada maksymalne ciśnienie robocze mniejsze lub równe 4,0 MPa. Należy zwrócić uwagę, że gazociągi o tych parametrach zapewniają przesył gazu raczej wyłącznie dla danego obszaru kraju. W przypadku konieczności remontu sieci gazowej, przykładowo gazociągu o średnicy DN80, maksymalnym ciśnieniu roboczym 5,5 MPa oraz długości 10 kilometrów, do którego jest przyłączony operator systemu dystrybucyjnego, brak jest ekonomicznego uzasadnienia odtworzenia gazociągu na	

			wysokie ciśnienie w przypadku braku potencjału rozwoju rynku w danym regionie. Alternatywne rozwiązanie w postaci budowy gazociągów podwyższonego średniego i średniego ciśnienia umożliwi GAZ-SYSTEM oszczędność nakładów finansowych związanych z ich modernizacją przy jednoczesnym zachowaniu założonych parametrów dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego. Także konieczne nakłady związane z kosztami przyłączenia, które będą musiały zostać poniesione przez Operatora Systemu Przesyłowego lub ewentualnie odbiorców końcowych, będą niższe niż w przypadku przyłączania się do sieci wysokiego ciśnienia. Gazociągi budowane w latach 1950-1990 na terenach nieurbanizowanych obecnie mogą znajdować się na terenie zabudowanym. Zaletą sieci gazowej podwyższonego średniego i średniego ciśnienia jest prostsze projektowanie i późniejsza budowa gazociągu na terenach miejskich (w przypadku zlokalizowania punktu wyjścia na terenie zabudowanym) ze względu na mniejszą szerokość strefy kontrolowanej, możliwość płytszego ułożenia, niż sieci gazowej wysokiego ciśnienia oraz wykonanie skrzyżowań z inną infrastrukturą podziemną). Zauważyć należy, że przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia na ciśnienie średnie lub podwyższone średnie rozszerzy zakres materiałów, jakie będą mogły zostać zastosowane. Sieć gazowa z tworzyw sztucznych (polietylen) cechuje się większą trwałością użytkowania w czasie od sieci stalowej – w przypadku polietylenu klasy PE100 RC długość eksploatacji została określona na 100 lat. Ponadto w niedługim okresie czasu powinny pojawić się na rynku nowe możliwości zastosowania rur z tworzyw sztucznych. W Europejskim Komitecie Normalizacyjnym (CEN) trwają bowiem prace nad uwzględnieniem sieci gazowej z poliamidu (PA11/PA12) do budowy infrastruktury gazowej do 1,6 MPa włącznie (podwyższonego średniego ciśnienia), co	

			dodatkowo rozszerzy zakres możliwości zastosowań przy modernizacjach istniejącej infrastruktury. Reasumując, umożliwienie budowy sieci gazowej podwyższonego średniego i średniego ciśnienia Operatorowi Systemu Przesyłowego umożliwi modernizację istniejącej sieci gazowej, dostosowanie jej parametrów do obecnych i przyszłych potrzeb operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych oraz jednocześnie uzyskanie istotnych oszczędności związanych z niższymi nakładami inwestycyjnymi. Propozycja zmiany: art. 3 pkt 11a otrzymuje brzmienie: „11a) sieć przesyłowa - sieć gazową wysokich i średnich ciśnień funkcjonalnie ze sobą związanych, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego;”	
881.	Propozycja zmiany art. 4k ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 4k. 2:	Uwaga nieuwzględniona Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym

			„Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii”	zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencyjnych.
882.	Propozycja zmiany art. 4k ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Towarzystwo Obrotu Energią	Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia, a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych. Proponujemy następujące uzupełnienie art. 4k. 2: <i>Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii,</i>	Uwaga nieuwzględniona Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencyjnych.
883.	Propozycja zmiany art. 5 ust. 2a pkt 1 oraz art. 11 ust. 6a pkt 1 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	PTPiREE	Dyrektywa wprowadza nowe regulacje prawne dotyczące ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej oraz w zarządzaniu tymi ograniczeniami. Proponowane zmiany mają doprecyzować zapisy	Uwaga nieuwzględniona.

			ustawy oraz delegacji do rozporządzenia w zakresie wprowadzania ograniczeń. Proponowane zmiany wynikają również z doświadczeń we wprowadzonych w 2015 r. ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, w tym konieczności uzupełnienia regulacji prawnych dotyczących wprowadzania ograniczeń, a także w zakresie delegacji ustawowej do rozporządzenia wydanego zgodnie z art. 11. ust. 6. W art. 5 ust. 2a punkt 1) otrzymuje następujące brzmienie: <i>2a. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także, w przypadku gdy użytkownikiem systemu jest:</i> <i>1) odbiorca ~~oznaczenie~~:</i> <i>a. oznaczenie wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego sprzedawcy; wybrany sprzedawca musi mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca ten jest przyłączony;</i> <i>b. podlegający ograniczeniom na podstawie rozporządzenia, o którym mowa w art. 11. ust. 6.:</i> <i>a. ~~uchylona~~ plan wprowadzania ograniczeń dla obiektu odbiorcy,</i> <i>b. wskazany przez odbiorcę adres poczty elektronicznej i nr telefonu, na który odpowiedni operator systemu elektroenergetycznego przesyła</i>	

			informacje o których mowa w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 11 ust. 6. W art. 11 ust. 6a punkt 1) oraz 4) otrzymują następujące brzmienie oraz dodaje się punkt 6) o następującym brzmieniu: 1) <i>sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła ~~umożliwiający odbiorcom tej energii i ciepła dostosowanie się do tych ograniczeń w określonym czasie ;~~</i> 4) <i>zakres planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w tym planów wprowadzania ograniczeń dla obiektu odbiorcy lub planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń;</i> [...] 6) <i>sposób przekazania odbiorcom indywidualnych planów wprowadzania ograniczeń dla obiektu odbiorcy oraz informacji o wprowadzonych ograniczeniach lub zmianach w trakcie trwania ograniczeń.</i>	
884.	Propozycja zmiany art. 5 ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne	PGNiG	Informowanie o prawie do wypowiedzenia Propozycja: Zmiana art. 5 ust. 5 Prawa Energetycznego „5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy” Uzasadnienie:	Uwaga uwzględniona.

			Zaproponowana zmiana ma na celu prawne uregulowanie istniejących i stosowanych w kontakcie z odbiorcą, w prawnie dopuszczalnych ramach i za jego zgodą, alternatywnych kanałów komunikacji. Z punktu widzenia odbiorcy najistotniejszy jest fakt otrzymania informacji i w tym zakresie np. elektroniczne kanały kontaktu zapewniają możliwość szybszego zapoznania się z projektowanymi zmianami. Po za tym zmiana ta idzie z duchem czasu w zakresie cyfryzacji wymiany informacji pomiędzy interesariuszami. Zwracamy także uwagę, iż w rzeczonym przepisie mamy do czynienia z niekonsekwencją: z jednej strony nie ma wymogu pisemnego przesłania zmian w zawartych umowach, a z drugiej strony konieczne jest przesłanie pisemnej informacji o prawie do wypowiedzenia umowy w przypadku niezaakceptowania tych zmian. Dlatego też wnosimy o umożliwienie stosowania tego przepisu w różnorodnych, stosowanych obecnie i w przyszłości wykorzystywanych formach komunikacji.	
885.	Propozycja dodania art. 7 ust. 2a do ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowany przepis precyzuje, że miejsce przyłączenia instalacji podmiotu przyłączanego do sieci przesyłowej powinno być zlokalizowane w istniejącym punkcie w systemie przesyłowym gazowym albo w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej. Powyższa zmiana zapewni maksymalnie efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej oraz zoptymalizowanie kosztów realizacji przyłączenia. Co istotne, pozytywnie wpływa na bezpieczeństwo funkcjonowania sieci przesyłowej. Należy wykluczyć możliwość lokalizowania miejsc przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej w znacznych odległościach od tej sieci (powyżej kilku kilometrów) a w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji podmiotu przyłączanego, skutkuje to bowiem zmianą charakteru sieci przesyłowej tj. powstaniem w jej ramach fragmentów sieci dystrybucyjnej. Ponadto, znacząco zwiększa koszty budowy i utrzymania sieci rozbudowywanej na potrzeby pojedynczego podmiotu,	Uwaga nieuwzględniona. Zgodnie z IRiESP, w przypadku gdy nie ma możliwości przyłączenia w istniejącym fizycznym punkcie systemu przesyłowego, to OSP określa warunki przyłączenia dla nowego fizycznego punktu, który zlokalizowany będzie w bezpośrednim

			obciążając kosztami takiego przyłączenia wszystkich uczestników rynku. Aktualnie, kwestia zlokalizowania miejsca przyłączenia w bezpośrednim sąsiedztwie sieci przesyłowej jest uregulowana w IRIESP, zasadne jest jednak wyraźne wskazanie, że rozwiązanie ma charakter ustawowy. Proponowany przepis: w art. 7 po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu: „2e. W przypadku sieci przesyłowej gazowej, miejscem przyłączenia instalacji podmiotu przyłączanego do sieci przesyłowej jest: 1) istniejący punkt w systemie przesyłowym gazowym, albo 2) nowy punkt w systemie przesyłowym gazowym, który będzie zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej.”	sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej z uwzględnieniem lokalizacji przyłączanej infrastruktury i optymalizacji kosztów.
886.	Propozycja dodania art. 7 ust. 2f i 2g oraz art. 46 ust. 2 pkt 10 do ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowana zmiana (ust. 2f lit. a) - w zakresie postanowień dotyczących przewidywanego charakteru dynamiki poboru paliwa gazowego z sieci przesyłowej - zapewni określenie warunków przyłączenia w sposób najbardziej optymalny uwzględniając zarówno potrzeby podmiotu przyłączanego jak i sieci przesyłowej (a tym samym wszystkich użytkowników systemu). Wskazany parametr pozwala na kompleksową analizę wniosku o określenie warunków przyłączenia, w tym kwestię lokalizacji miejsca przyłączenia oraz warunki realizacji usługi przesyłu. Aktualnie, kwestia ta jest uregulowana w IRIESP, zasadne jest jednak wyraźne wskazanie, że rozwiązanie ma charakter ustawowy. Druga propozycja (ust. 2f lit. b, ust. 2g oraz art. 46 ust. 2 pkt 10) umożliwi określenie zobowiązań podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci przesyłowej w zakresie zamawianej minimalnej mocy umownej. W aktualnym stanie prawnym, w ramach wniosku o określenie warunków przyłączenia, podmiot ubiegający się o przyłączenie, deklaruje moc umowną w kolejnych latach po przyłączeniu. Uwzględniając powyższą	Uwaga nieuwzględniona. Przepisy te obecnie są uregulowane w IRIESP. Przeniesienie ich na grunt ustawowy ograniczyłoby możliwość podjęcia działań kontrolnych ze strony organów regulacyjnych w kontekście m.in. odpowiedzialności antymonopolowej.

			deklarację OSPg dokonuje weryfikacji spełniania warunków ekonomicznych przyłączenia. Niemniej jednak podmiot przyłączany nie jest zobligowany do pobierania mocy umownej, w oparciu o którą określono spełnianie warunków ekonomicznych przyłączenia a następnie zawarto umowę o przyłączenie. Postulowana zmiana wdrażając wymóg wskazania minimalnych mocy umownych zobliguje podmiot przyłączony do oszacowania faktycznego minimalnego zapotrzebowania na paliwo gazowe w perspektywie funkcjonowania umowy przesyłowej, umożliwiając przy tym OSPg rzeczywiste oszacowanie kosztów operacyjnych przyłącza (ponoszonych przez operatora w okresie realizowania umowy przesyłowej) na etapie rozpatrywania warunków przyłączenia. Zmiana pozwoli na wyeliminowanie praktyki zawyżania przez podmioty ubiegające się o przyłączenie deklarowanych prognoz w celu uzyskania przyłączenia, zapobiegnie zatem budowie przeszacowanych przyłączy w stosunku do faktycznych potrzeb podmiotu przyłączanego (tj. „przewymiarowaniu” przyłączy wyłącznie na potrzeby wydania warunków przyłączenia przez operatora). Zmiana zapobiegnie generowaniu kosztów ekonomicznie nieuzasadnionych z punktu widzenia całego systemu, które są ponoszone przez użytkowników systemu przesyłowego (oraz użytkowników systemów dystrybucyjnych) poprzez opłaty za przesyłanie lub dystrybucję, a w konsekwencji doprowadzi do obniżenia stawek taryfowych. Proponowane dodanie art. 46 ust. 2 pkt 10 stanowi uzupełnienie propozycji dodania art. 7 ust. 2f lit. b i ust. 2g. Zmiana ma na celu określanie sposobu ustalania opłat w rozporządzeniu taryfowym gazowym za niedotrzymanie poziomu mocy minimalnej, a w konsekwencji zapewni efektywność wymogu w zakresie określenia poziomu mocy minimalnej. Propozycja przepisu: w art. 7 po ust. 2e dodaje się ust. 2f i 2g w brzmieniu:	

			„2f. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna również zawierać postanowienia określające: a) przewidywaną dynamikę wzrostu i spadku poboru paliwa gazowego (maksymalnej prędkości zmiany strumienia poboru paliwa gazowego w ciągu godziny) oraz b) minimalną wartość mocy umownej zapewniającej efektywność ekonomiczną przyłączenia. 2g. Podmiot przyłączany ponosi opłaty w przypadku braku zamawiania minimalnej wartości mocy umownej, o której mowa w ust. 2f lit. b.” w art. 46 ust. 2 po pkt 9 dodaje się pkt 10 w brzmieniu: „10) sposób ustalania opłat za brak zamawiania minimalnej wartości mocy umownej.”	
887.	Propozycja zmiany art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. b oraz pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowane zmiany mają na celu wyraźne wskazanie, że operatorzy (elektroenergetyczny i gazowy) przekazują sobie wzajemnie informacje istotne - z punktu widzenia koordynacji procesu przyłączania podmiotu ubiegającego się o przyłączenie zarówno do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci gazowej. Wskazać przy tym należy, że nie wszystkie informacje mające istotny charakter w ramach rozpoznawania wniosku o przyłączenie do danej sieci (gazowej albo elektroenergetycznej) mają znaczenie przy rozpoznawaniu wniosku przez drugiego z operatorów. Ponadto, za wystarczające należy uznać przekazywanie sobie przez operatorów informacji do etapu zawarcia umów o przyłączenie (włącznie), nie jest niezbędne przekazywanie informacji na etapie realizacji umów przyłączeniowych. Operatorzy nie powinni być również zobligowani do uzgadniania harmonogramów, wystarczająca w tym zakresie powinna być wymiana informacji. Proponowany przepis:	Uwaga uwzględniona.

			w art. 7 ust. 3g pkt 1) lit. b otrzymuje brzmienie: „b) istotnych informacji lub kopii dokumentów zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci. w art. 7 ust. 3g pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) uzgodnienia wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia do sieci.”	
888.	Propozycja zmiany art. 7 ust. 8d ⁴ - 8d ^{7d} ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Ze względu na szybkie tempo rozwoju mikroinstalacji oraz względy skutecznej integracji technicznej tych instalacji z systemem elektroenergetycznym, dotychczasowy uproszczony tryb przyłączania mikroinstalacji, tj. oparty na zgłoszeniu, powinien zostać uzupełniony o tryb standardowy oparty na umowie przyłączeniowej. Celowe jest by przyłączenie w trybie opartym na zgłoszeniu możliwe było po dokonaniu przez właściciela mikroinstalacji zgłoszenia, które następnie zostanie pozytywnie ocenione przez OSD pod kątem technicznych możliwości przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz możliwości jej współpracy z tą siecią w sposób nie powodujący zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci i ciągłości dostaw energii elektrycznej, oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej dla podmiotów już przyłączonych do sieci. W przypadku negatywnej oceny zgłoszenia przez OSD, mikroinstalacja powinna być przyłączana w trybie standardowym, tj. na podstawie umowy o przyłączenie. W takim przypadku w warunkach przyłączenia mogłyby zostać określone wymagane inwestycje sieciowe niezbędne do wyprowadzenia mocy z mikroinstalacji, termin przyłączenia mikroinstalacji a w szczególnych	Uwaga nieuwzględniona Uwaga poza zakresem projektu, który nie obejmuje zmiany trybu przyłączania mikroinstalacji. Zasady przyłączania mikroinstalacji zostaną uregulowane w odrębnym projekcie wdrażającym dyrektywę RED II

			przypadkach także przejściowe warunki wyprowadzenia mocy z mikroinstalacji, tj. w okresie do zrealizowania niezbędnych inwestycji sieciowych. Propozycja: W art. 7 ustawy Prawo energetyczne: a. ust. 8d⁴ otrzymuje brzmienie: 8d⁴. W przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, realizowanego w sposób określony w ust. 8d^{4a} oraz 8d^{7b}, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego, z zastrzeżeniem ust. 8d^{7a}. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. b. po ust. 8d⁴ dodaje się ust. 8d^{4a} 8d^{4a}. Podmiot, o którym mowa w ust. 8d⁴ przed rozpoczęciem prac związanych z instalacją mikroinstalacji, zobowiązany jest przedłożyć do właściwego operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego ubiega się o przyłączenie, wstępne zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji. c. ust. 8d⁵ otrzymuje brzmienie: 8d⁵. Zgłoszenie wstępne, o którym mowa w ust. 8d^{4a}, zawiera w szczególności: 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji; 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a;	

			3) zobowiązanie do spełniania przez przyłączaną mikroinstalację warunków technicznych, o których mowa w przepisach <i>rozporządzenia 2016/631 oraz wymogach ogólnego stosowania opracowanych na podstawie art. 7 rozporządzenia 2016/631</i>, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 lub ust. 4a oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, 4) dane o lokalizacji mikroinstalacji. d. ust. 8d⁶ otrzymuje brzmienie: 8d⁶. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d^{4a}, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie 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 posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań. e. ust. 8d⁷ otrzymuje brzmienie: 8d⁷. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej: 1) potwierdza przyjęcie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d^{4a} odnotowując datę jego złożenia; 2) dokonuje oceny technicznych możliwości przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej i możliwości jej współpracy z tą siecią w sposób niepowodujący zagrożenia bezpieczeństwa pracy i stabilności sieci, ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej dla podmiotów już przyłączonych do sieci. 3) w przypadku, gdy wynik dokonania oceny, o której mowa w pkt 2), jest negatywny, informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej w terminie 30 dni od przyjęcia zgłoszenia, o braku możliwości przyłączenia na	

			podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w ust. 8d⁴. f. po ust. 8d⁷ dodaje się ust. 8d^{7a}-8d^{7d} 8d^{7a}. W przypadku gdy wynik oceny zgłoszenia wstępnego przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ust. 8d⁷ pkt 2 jest negatywny, przyłączenie mikroinstalacji nie może zostać zrealizowane w trybie zgłoszenia i jest realizowane na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i zasad przyłączania do sieci o których mowa w ust. 3a. 8d^{7b}. W przypadku gdy wynik oceny zgłoszenia wstępnego przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ust. 8d⁷ pkt 2 jest pozytywny lub jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej nie udzieli odpowiedzi w terminie, o którym mowa w tym przepisie, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia końcowego przyłączenia mikroinstalacji do sieci, dokonywanego przez przyłączany podmiot po zrealizowaniu instalacji. 8d^{7c}. Zgłoszenie końcowe, o którym mowa w ust. 8d^{7b}, zawiera w szczególności: 1. informacje o których mowa w ust. 8d⁵ pkt. 1, 2 i 4. 2. informację o spełnieniu przez przyłączaną mikroinstalację warunków technicznych o których mowa w przepisach rozporządzenia 2016/631 oraz wymogach ogólnego stosowania opracowanych na podstawie art. 7 rozporządzenia 2016/631, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 lub ust. 4a oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1, 8d^{7d}. Zgłoszenie końcowe, o którym mowa w ust. 8d^{7b} powinno zostać złożone w ciągu 3 miesięcy od dnia złożenia zgłoszenia wstępnego, o którym mowa w ust. 8d^{4a}.	
889.	Propozycja dodania art. 7c w ustawie – Prawo energetyczne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Dodanie zmiany polegającej na dodaniu art. 7c, której celem jest poprawa efektywności procesów inwestycyjnych w zakresie rozwoju sieci telekomunikacyjnej w Polsce. Zaproponowane	Uwaga nieuwzględniona

			rozwiązanie ma wyeliminować problemy związane z nieuzasadnionymi sprzeciwami i protestami społecznymi, których efektem jest przedłużanie procesów inwestycyjnych. Proponowana zmiana statuuje obok służebności przesytu z kodeksu cywilnego tzw. prawo drogi tj. ogranicza prawo własności w celu skorzystania z nieruchomości w związku z realizacją inwestycji energetycznej dla nieruchomości sąsiednich. Jest to odpowiednik art. 33 Megaustawy czyli ustawy z dnia 30 sierpnia 2019 r. o zmianie ustawy o wspieraniu rozwoju usług i sieci telekomunikacyjnych oraz niektórych innych ustaw. Przy czym procedura ustanawiania prawa drogi jest szybsza i prostsza. Zmiana jest niezbędna z punktu widzenia strategii w zakresie cyfryzacji kraju. Po art. 7b ustawy Prawo energetyczne dodaje się art. 7c w brzmieniu: <i>1. Właściciel, użytkownik wieczysty nieruchomości lub zarządca nieruchomości, niebędący przedsiębiorstwem energetycznym, jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym umieszczenie na nieruchomości obiektów i urządzeń sieci w celu niezwiązanym z zapewnieniem usług dla tej nieruchomości, jeżeli nie uniemożliwia to racjonalnego korzystania z nieruchomości, w szczególności nie prowadzi do istotnego zmniejszenia wartości nieruchomości.</i> <i>2. Korzystanie z nieruchomości, o których mowa w ust. 1, jest odpłatne, chyba że strony umowy, o której mowa w ust. 3, postanowią inaczej.</i> <i>3. Warunki korzystania z nieruchomości ustala się w umowie, która jest zawierana na piśmie w terminie 30 dni od dnia wystąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne z wnioskiem o jej zawarcie.</i> <i>4. Umowa, o której mowa w ust. 3, stanowi podstawę do dokonania wpisu w księdze wieczystej.</i>	Zgłaszany postulat należy uznać za wychodzący poza zakres niniejszej nowelizacji oraz nieuzasadniony w związku z czym nie powinien zostać uwzględniony.

			5. Jeżeli w terminie, o którym mowa w ust. 3, nie zostanie zawarta umowa, stosuje się odpowiednio przepisy art. 124 i art. 124a ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, przy czym decyzję w sprawie zezwolenia wydaje się w uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. 6. Uprawnienia, o których mowa w ust. 1-5 nie stoją na przeszkodzie domagania się przez przedsiębiorstwo energetyczne ustanowienia służebności przesyłu zgodnie z art. 3051 i następne ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny. <i>1b. Decyzja ta może być również wydana w przypadku braku planu miejscowego lub gdy decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego nie jest wymagana.</i>	
890.	Propozycja zmiany art. 9 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Ustawodawca europejski stawia wymagania również podmiotom przyłączonym już do sieci. Stąd propozycja uwzględnienia tej okoliczności również w przepisach wykonawczych dotyczących wymagań technicznych. Propozycja: 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, magazynów energii elektrycznej, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz wymagania techniczne dla wznoszonych linii bezpośrednich; 2a) wymagania techniczne jakie powinny spełniać przyłączone do sieci urządzenia wytwórcze, sieci dystrybucyjne, magazyny energii elektrycznej, urządzenia odbiorców końcowych, połączenia międzysystemowe oraz wymagania techniczne dla linii bezpośrednich;	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja dąży do zmiany przepisów dotyczących już istniejących instalacji, co jest niezgodne z techniką prawodawczą.
891.	Propozycja zmiany art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja zmiany przepisu tak, aby OSP mógł dysponować magazynami energii elektrycznej (analogiczna regulacja jak dla OSD). Propozycja:	Uwaga nieuwzględniona. Propozycja prowadziłaby do

			6) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie;	sprzeczności z dyrektywą 2019/944.
892.	Propozycja zmiany art. 9c ust. 2 pkt 12 lit. b ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Propozycja zmiany przepisu celem ujednolicenia terminologii wynikającej z regulacji UE: b) ofertach zintegrowanego procesu grafikówania;	Uwaga uwzględniona.
893.	Propozycja dodania art. 9c ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W art. 9c ustawy - Prawo energetyczne proponuje się dodanie nowego ust. 3b. Usługi niezbędne do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy, bezpieczeństwa dostaw i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, a w szczególności usługi systemowe oraz usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi, będą nabywane przez operatorów na zasadach rynkowych, określonych odpowiednio w warunkach dotyczących bilansowania lub instrukcjach, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zob. art. 1 pkt 14 projektu). Ze względu na szczególne wymagania odnośnie do zasad nabywania usług, wynikające ze specyfiki ich pozyskiwania i wykorzystywania dla potrzeb efektywnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które to wymagania istotnie wykraczają poza zasady stosowane w przepisach o zamówieniach publicznych, uzasadnionym jest określenie ustawowych ram ich nabywania w ustawie – Prawo energetyczne. Propozycja:	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			3b. W celu nabywania usług niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, w szczególności usług systemowych oraz usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi, odpowiedni operator, o którym mowa w ust. 2-3, stosuje obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tego systemu, w tym z wyłączeniem przepisów o zamówieniach publicznych, a w szczególności może dokonywać przyjęcia więcej, niż jednej oferty, spośród ofert składanych przez jednego lub więcej niż jednego dostawcę usług, dopuścić możliwość składania przez każdego dostawcę usług więcej niż jednej oferty, lub określić kryteria, którymi będzie się kierował przy przyjęciu oferty lub ofert, w sposób lub w celu uzyskania rezultatu możliwie maksymalnego pokrycia zapotrzebowania na usługi, o których mowa powyżej, lub także dopuścić możliwość przyjęcia oferty lub ofert w części. Zasady oraz tryb nabywania usług, o których mowa powyżej, mogą zostać określone odpowiednio w warunkach dotyczących bilansowania lub instrukcjach, o których mowa w art. 9g ust. 1.	
894.	Propozycja dodania art. 9c ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Z powodów wskazanych w uwadze nr 30 istnieje potrzeba przesądzenia na poziomie regulacji ustawowej, że do nabywania usług systemowych oraz usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi objętych regulacjami sektora elektroenergetyki zawartymi w przepisach rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944, rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 oraz ustawy - Prawo energetyczne, nie stosuje się procedur udzielania zamówień określonych w przepisach ustawy – Prawo zamówień publicznych.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			W tym zakresie uzasadnione jest stwierdzenie, że zasady nabywania tych usług określone w ww. aktach prawnych stanowią regulację prawną odrębną od przepisów o zamówieniach publicznych. Tym samym przepisy te stanowią autonomiczne – w stosunku do przepisów o zamówieniach publicznych – zasady i warunki nabywania tych usług, zharmonizowane dla całego europejskiego rynku energii elektrycznej (np. platformy wymiany energii bilansującej). Obowiązujące przepisy o zamówieniach publicznych przewidują wyłączenie stosowania tych przepisów do zamówień na dostawy energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego. Z uwagi jednak na złożoną naturę omawianych usług, w tym ich nieoczywiste powiązanie z energią elektryczną, stosowanie tego wyłączenia do usług mogłoby budzić wątpliwości, np. w odniesieniu do regulacji napięcia i mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Z tych względów przesądzenie tej kwestii zapewni jednoznaczność prawa co do ram regulacyjnych, w ramach, których operatorzy systemu elektroenergetycznego będą uprawnieni do regulowania trybów nabywania tych usług, w szczególności niezależnie od trybów przewidzianych w ustawie – Prawo zamówień publicznych (zob. np. dodawany ust. 4a pkt 3 i ust. 5c pkt 3 w art. 9g – art. 1 pkt 14 lit. b i c projektu ustawy). Propozycja brzmienia przepisu: 3c. Operator systemu elektroenergetycznego nie stosuje ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych (Dz. U. poz. 2019 z późn. zm.) do udzielania zamówień na usługi, o których mowa w ust. 3b.	
895.	Propozycja zmiany art. 9d ust. 1, ust. 1 ¹ , 1h, 1ha oraz ust. 2a ustawy	GAZ-SYSTEM	Proponowana zmiana art. 9d ustawy - Prawo energetyczne jest zgodna z wymogami wynikającymi z art. 9 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady	Uwaga częściowo uwzględniona.

	- Prawo energetyczne oraz dodanie art. 9d ust. 1hb-1he ustawy - Prawo energetyczne		2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r., s. 94; dalej: dyrektywa 2009/73) oraz z art. 43 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE nr L 158 z 14.06.2019 r., dalej: dyrektywa 2019/644). Jest uzasadniona potrzebą zapewnienia operatorom: systemu przesyłowego gazowego, systemu połączonego gazowego oraz systemu dystrybucyjnego możliwości podejmowania dodatkowych działalności, przy zachowaniu wymogów neutralności, w celu przeciwdziałania negatywnym skutkom wywołanym przez COVID-19. Możliwość podjęcia dodatkowej działalności przez wskazane podmioty, przyczyni się do zmniejszenia długoterminowych negatywnych skutków dla gospodarki poprzez uruchomienie potencjału i zasobów, których operatorzy aktualnie nie mogą wykorzystać ze względu na szeroko interpretowane przez organ regulacyjny ograniczenia w podejmowaniu działalności. Wskazać przy tym trzeba, że możliwość podjęcia dodatkowych działalności pozwoli na wykorzystanie marnotrawionych dotychczas środków i zasobów, które są wytwarzane przy okazji podstawowej działalności operatorów (w tym przede wszystkim: odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych z zadaniami realizowanymi przez operatorów, w szczególności odzyskiwanie energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu; działania służące poprawie efektywności energetycznej). Co istotne, podjęcie dodatkowej działalności przez operatorów wygeneruje dodatkowe zapotrzebowanie na towary i usługi kooperantów, będzie zatem stanowić dodatkowy impuls, który pozwoli na przyspieszenie powrotu do stanu sprzed epidemii. Wskazać również należy, że proponowana zmiana jest również uzasadniona potrzebą realizacji obowiązków	Co do zasady, przedstawione propozycje prowadziłyby do znacznego rozszerzenia zakresu działalności, którą mogłaby wykonywać spółka o statusie operatora, co jest niezgodne z zasadami unbundlingu, które mają służyć m.in. skupieniu się na wykonywaniu działalności jako operator, nie zaś poszukiwaniu innych, bardziej korzystnych ekonomicznie form działalności gospodarczej, na których skupiłaby się spółka dążąc do wypracowania możliwie najwyższego zysku. Odnosząc się do konkretnych propozycji zmian: - art. 9d ust. 1h: uwaga częściowo uwzględniona – operator systemu magazynowania został dodany do wyliczenia.

			nałożonych na operatora systemu przesyłowego gazowego w Uchwale Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym” (art. 9d ust. 1). Jednocześnie, propozycja legislacyjna przewiduje, że operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego będą uprawnieni do prowadzenia działalności obejmującej realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (art. 9d ust. 1ha). Proponowane art. 9d ust. 1h i 1ha przewidują możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu magazynowania oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu. Działania te mają służyć poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno-energetycznej, w tym w szczególności realizowania przedsięwzięć, o których mowa w art. 19 ust. 1 pkt 4 i 5 lit. b oraz pkt 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r., poz. 868), tj. odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych; ograniczania strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego; stosowania, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Podkreślić przy tym należy, że proponowane przepisy	- art. 9d ust. 1ha: uwaga uwzględniona – operator systemu magazynowania został dodany do wyliczenia. - art. 9d ust. 1hb: uwaga nieuwzględniona. Pozostaje niezrozumiałym dlaczego operatorzy mieliby korzystać ze zwolnień przewidzianych dla spółdzielni energetycznych, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Istotą mechanizmów przewidzianych w art. 38c ust. 13 OZE jest wsparcie rozwoju energetyki odnawialnej, natomiast propozycja przepisu ma na celu jedynie poprawę sytuacji ekonomicznej operatora. - art. 9d ust 1hc – uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej.

			mają na celu wyłącznie poprawę efektywności energetycznej umożliwiając operatorom wykorzystanie na potrzeby własne energii traconej w toku prowadzonej działalności, operatorzy nie tworzą natomiast konkurencji na rynku obrotu energią. Aktualnie obowiązujące przepisy uniemożliwiają odzyskiwanie energii przez operatorów sieci gazowych, powodując nieuzasadnione straty energii. Co istotne, mając na uwadze dotychczasową praktykę stosowania przepisów dyrektywy 2009/73, należy stwierdzić, że Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość tej produkcji jest nieznaczna i nie wpływa na rynek energii elektrycznej. Wskazać przy tym należy, że przedsięwzięcia obejmujące odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych np. z przesyłem gazu ziemnego są aktualnie realizowane m. in. przez hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (wytwarzanie energii elektrycznej w ramach stacji redukcyjnych i tłoczni gazu). Konsekwentnie, uregulowanie przedmiotowej kwestii w ustawie, należy uznać za w pełni uzasadnione. Dodatkowo, w celu wykluczenia aktywnego udziału operatorów systemów gazowych w roli dostawców na rynku energii, proponowany art. 9d ust. 1hb określa możliwość zawarcia przez tych operatorów umowy sprzedaży energii elektrycznej ze swoim dostawcą przewidującą rozliczenie nadwyżki energii wprowadzonej do sieci z energią pobraną, według modelu rozliczania przedsiębiorców wytwarzających energię w mikroinstalacjach na potrzeby własne. Proponowany art. 9d ust. 1hc przyznaje operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz operatorowi systemu połączonego gazowego możliwość prowadzenia działalności w zakresie magazynowania, rozładunku i transportu paliw ciekłych. Propozycja ma	Możliwość ewentualnych zmian dopuszcza się wraz z postępowaniem realizacji przyjętej Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym - Art. 9d ust. 1hd – uwaga nieuwzględniona. Propozycja jest zbyt szeroka i wykracza poza ramy przewidziane zasadami unbundlingu. - Art. 9d ust. 1he – uwaga nieuwzględniona. Propozycja została sformułowana w sposób na tyle szeroki, że zasadniczo otwierałaby operatorowi możliwość świadczenia nieograniczonego katalogu usług, które byłyby uzasadnione realizacją bezpieczeństwa energetycznego państwa – czyli zasadniczo wszelkie inwestycje związane z infrastrukturą,

		przede wszystkim umożliwić realizację postanowień uchwały Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym”, która m.in. nakłada na operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązek świadczenia usług magazynowania ropy naftowej i paliw ciekłych. Proponowany art. 9d ust. 1hd przyznaje operatorowi systemu przesyłowego gazowego (OSP) oraz operatorowi systemu połączonego gazowego (OSPoł) możliwość przygotowywania lub realizowania, w całości lub w określonym zakresie budowy lub rozbudowy instalacji służących do przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, na podstawie umowy z tym podmiotem, tj. działając w imieniu i na rzecz podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej (w charakterze inwestora zastępczego). Konsekwencją powyższego jest umożliwienie powierzenia eksploatacji tych instalacji na podstawie umowy między podmiotem przyłączanym do sieci a operatorem. Rozwiązanie takie przyczyni się do usprawnienia prowadzonych inwestycji i wykorzystania potencjału i doświadczenia operatora. Proponowana zmiana pozwoli na zmniejszenie kosztów realizacji przyłączeń instalacji odbiorców końcowych, a w konsekwencji umożliwi przesunięcie środków finansowych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, służących pełnej dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Szacowana wartość środków finansowych w perspektywie lat 2021-2025 wynosi ok. 600 mln zł. Kwota ta wynika z zawartych umów o przyłączenie i wydanych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej i odpowiada wartości 75% opłat za przyłączenie instalacji odbiorców końcowych planowanych do realizacji w tym okresie. W przypadku warunków przyłączenia założono termin realizacji wynikający z wydanych warunków oraz czas na ewentualne negocjacje i podano termin w latach. Powyższą kwotę tę należałoby powiększyć o koszty obsługi zadłużenia, wynikające z konieczności	wydobyciem, poszukiwaniem itd. w art. 9d ust. 2a – uwaga uwzględniona.

			finansowania przez OSP inwestycji przyłączeniowych kapitałem obcym. Przy założeniu 10-letniego okresu finansowania, koszty te (pokrywane w aktualnym stanie prawnym przez OSP) szacowane są na ponad 190 mln PLN. Wskazane wyżej koszty są następnie uwzględniane w kalkulacji taryfy przesyłowej na kolejne lata. Co istotne, wprowadzenie proponowanej zmiany zapewni w pełni racjonalne planowanie i projektowanie przyłączy przez zainteresowane podmioty. W aktualnym stanie prawnym odbiorca końcowy planując konkretne przyłączenie do sieci przesyłowej, nie uwzględnienia bowiem całości kosztów jego realizacji. Ze względu na finansowanie zasadniczej części kosztów przyłączy przez wszystkich uczestników rynku (finansowanie przez OSP 75% kosztów przyłączy i ich późniejsza „socjalizacja” w taryfie), decyzje odbiorców końcowych dotyczące przyłączania do sieci przesyłowej są podejmowane wyłącznie na podstawie kosztów ponoszonych przez tego odbiorcę, czyli 25% całości nakładów. W konsekwencji, wnioski o określenie warunków przyłączenia składane przez odbiorców końcowych niejednokrotnie nie są optymalne z punktu widzenia funkcjonowania sieci przesyłowej i globalnej kwoty kosztów takiego przyłączenia. Dodanie art. 9d ust. 1he - zasadne jest wprowadzenie możliwości współpracy między OSPg/OSPoł z podmiotami realizującymi zadania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Współpraca ta mogłaby dotyczyć w szczególności doradztwa lub wsparcia inwestycyjnego. Operatorzy, realizujący wiele inwestycji strategicznych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego RP mają wiedzę, doświadczenie i niezbędne kompetencje, którymi mogliby wspierać inne podmioty realizujące powyższe cele. Dotyczyłoby to w szczególności podmiotów, dla których Skarb Państwa jest właścicielem lub ich dominującym udziałowcem. W ramach art. 9d ust. 2a postulujemy wskazanie, że operator systemu przesyłowego gazowego może	

			świadczyć usługi sprężania ciśnienia paliwa gazowego, na dodatkowe zlecenie odbiorcy. Usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego są aktualnie świadczone przez OSP w ramach usługi przesyłowej, nie ma tym samym potrzeby wskazywania na możliwość świadczenia tej usługi przez operatora. Proponowane zmiany: w art. 9d ust. 1h otrzymuje brzmienie: „1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych, z zastrzeżeniem ust. 1ha i 1hb.” w art. 9d ust. 1ha otrzymuje brzmienie: „1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych.”, w art. 9d dodaje się ust. 1hb-1he w brzmieniu: „1hb. Operatorzy, o których mowa w ust. 1ha, mogą zawrzeć z wybranym przez siebie sprzedawcą umowę sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 i ust. 2 pkt 1, na podstawie której dokonuje się rozliczenia z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej pobraną z sieci a ilością energii	

			elektrycznej wprowadzoną do tej sieci przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego. Rozliczenia dokonuje się na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Do energii elektrycznej wytworzonej i zużytej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego gazowego, w tym w ramach rozliczenia, o którym mowa w niniejszym ustępie, stosuje się odpowiednio postanowienia art. 38c ust. 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 oraz z 2020 r. poz. 261). 1hc. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego mogą prowadzić działalność polegającą na magazynowaniu, rozładunku i transporcie paliw ciekłych, w szczególności na potrzeby zapasów interwencyjnych. 1hd. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego, może przygotowywać lub realizować, na podstawie umowy z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie, budowę lub rozbudowę instalacji tego podmiotu służących do przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej, a także eksploatację tych instalacji. 1he. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego mogą prowadzić działalność polegającą na doradztwie lub wsparciu inwestycyjnym dla podmiotów realizujących zadania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa.” w art. 9d ust. 2a otrzymuje brzmienie: „2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może, na dodatkowe zlecenie odbiorcy, świadczyć usługi sprężania ~~lub redukcji ciśnienia~~ paliwa gazowego.”	
896.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 1 ustawy –	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W art. 9dc w ust. 1 dodaje się punkty 3-5 w brzmieniu:	Uwaga nieuwzględniona

Prawo energetyczne (art. dodany UC17)			3) <i>przylączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego;</i> 4) <i>ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy.</i> 5) <i>określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695).</i> Ad. 3) przylączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego Postulowane zwolnienie w zakresie przylączania nowych podmiotów jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego było zawarte w pierwotnej wersji projektu nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie prac legislacyjnych zostało ono jednak wykreślone. Jako powód wskazywano obawę o zgodność takiego wyłączenia z prawem UE (dyrektywami rynkowymi) jak i orzecznictwem TSUE. Powyższe obawy są jednak bezzasadne. Faktem jest, że w orzecznictwie TSUE dot. ZSD^[1] ugruntowany został pogląd, że zwolnienia z obowiązków spoczywających na operatorach zamkniętych systemów dystrybucyjnych nie mogą wykraczać poza zakres tych zwolnień zdefiniowany w przepisach dyrektyw rynkowych (elektroenergetycznej i gazowej). Wymaga jednak podkreślenia, że wspomniane granicę dotyczą obowiązków OSD wynikających z przepisów wspomnianych dyrektyw. Nie ma żadnych przeciwwskazań by zwolnienia dla ZSD dotyczyły obowiązków OSD, które mają swoje źródło w przepisach krajowych (tj. nie wynikają z obowiązkowej implementacji dyrektyw rynkowych). Innymi słowy katalog zwolnień dedykowanych ZSD nie musi ograniczać się wyłącznie do tego wskazanego w dyrektywach. Nie może jedynie go rozszerzać w	Przepisy w zakresie ZSD zostały wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw w uzgodnieniu z Ministrem ds. UE. Organ ten wskazał wówczas na niezgodność takiego rozszerzenia z prawem UE. Ew. rozszerzenie należy uzgodnić z Ministrem ds. UE pod kątem zgodności z obowiązkiem przestrzegania zasady TPA. Nie znajduje również uzasadnienia (ze względu na skomplikowanie mechanizmu) wyłączenie stosowania ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695) – mechanizmu rozliczeń ze spółdzielniemi. Ostateczna decyzja należy jednak do DOZE. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.

			zakresie obowiązków OSD wynikających z przepisów dyrektyw rynkowych. (...) W tym kontekście należy również zauważyć, że orzecznictwo TSUE w zakresie ZSD (sprawy Citiworks AG oraz Chimica Italia SpA) dotyczyło ściśle możliwości ograniczenia – w ramach prawodawstwa krajowego – zasady TPA w przypadku zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Trybunał nie rozpatrywał natomiast w ramach rozpoznawanych spraw dopuszczalności zwolnienia operatorów ZSD z obowiązku „fizycznego” przyłączania odbiorców (spoza obszaru ZSD) do ich sieci. Zasada TPA bywa nieprawidłowo utożsamiana z obowiązkiem przyłączeniowym. Jest to związane z wieloznacznością sformułowań, przy pomocy których zasada dostępu stron trzecich do sieci (TPA) została opisana i ich tłumaczeniami w prawie krajowym poszczególnych państw członkowskich. Pojęcie „dostępu” (ang. access) bywa mylnie zrównywane znaczeniowo z terminem „przyłączenie”. Tymczasem zasada TPA dotyczy ściśle dostępu do usług przesyłania i dystrybucji, a także innych usług (np. skraplania i regazyfikacji). Zasadę dostępu stron trzecich do sieci odnosi się do możliwości korzystania z sieci przez różnych sprzedawców w celu dostarczania odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej. Gdyby uznać, że pojęcie dostępu do sieci obejmuje również przyłączenie, niezrozumiały byłoby chociażby przepis art. 37 ust. 6 lit. a dyrektywy 2009/72 (art. 59 ust. 7 lit. a dyrektywy 2019/944^[1]), który odróżnia pojęcia „przyłączenia” i „dostępu” do sieci, wymieniając je obok siebie. (...) Już w drugiej dyrektywie elektroenergetycznej przyłączenie do sieci i zasady dostępu do sieci	

			uregulowane zostały w innych miejscach (podobnie ma to miejsce w dyrektywie trzeciej i czwartej). Obowiązek przyłączeniowy określony został bowiem w art. 3 ust. 3, a zasada TPA w art. 20 dyrektywy 2004/54. Gdyby zatem prawo dostępu do sieci na gruncie art. 20 obejmowało prawo przyłączenia, przepis art. 3 ust. 3 byłby zbędny w zakresie, w jakim mówił o obowiązku przyłączenia. Powyższe znajduje potwierdzenie w wyroku TSUE z dnia 9 października 2008 r. w sprawie C-239/07^[1]. Wyrok ten, został wydany w następstwie pytania zadanego przez sąd litewski w postępowaniu dotyczącym litewskiej ustawy w sprawie energii elektrycznej. Ustawa ta przewidywała m.in., że przyłączenie urządzeń odbiorcy do systemu przesyłowego może nastąpić wyłącznie, gdy operator systemu dystrybucyjnego odmówi, ze względu na nałożone wymagania techniczne i eksploatacyjne, przyłączenia do systemu dystrybucyjnego urządzeń odbiorcy znajdujących się na obszarze określonym w koncesji operatora systemu dystrybucyjnego. Podniesiono zarzut, że przepis ten jest niezgodny z art. 20 dyrektywy 2003/54. Na kanwie rozpoznawanej sprawy trybunał stwierdził, że zwroty „dostęp” i „przyłączenie” posiadają w dyrektywie odmienne znaczenie. Zwrot „dostęp” jest związany z zaopatrywaniem w energię elektryczną, obejmując w szczególności jakość, regularność i koszty usługi, natomiast zwrot „przyłączenie” jest używany raczej w kontekście technicznym i dotyczy fizycznego połączenia z systemem. (...) (...) TSUE nawiązał tu w szczególności do treści art. 23 ust. 2 lit. a dyrektywy 2003/54, zauważając, że przepis ten posługuje się w tym samym zdaniu zwrotami „dostęp” i „przyłączenie”, z czego wynika, że te dwa terminy mają różne znaczenie oraz na art. 3 ust. 3 dyrektywy, który stanowi, że państwa członkowskie mogą nałożyć na spółki dystrybucyjne obowiązek	

			przyłączania odbiorców do ich systemów. W rezultacie, według TSUE, dostęp do systemu obejmuje prawo korzystania z systemów energii elektrycznej, a przyłączenie obejmuje ustanowienie fizycznego połączenia z systemem. Artykuł 20 dyrektywy 2003/54 określa zobowiązania państw członkowskich wyłącznie w odniesieniu do dostępu do systemów, a nie przyłączenia do nich^[1]. Wywody te są aktualne również na tle trzeciej i czwartej dyrektywy, które powielają w tym zakresie przepisy drugiej dyrektywy rynkowej. Z powyższego jednoznacznie wynika, że na gruncie prawa UE swoboda państw członkowskich w zakresie uregulowania w prawie krajowym obowiązku przyłączeniowego jest dalece większa niż w przypadku (odstępstw od) zasady TPA. Obowiązek przyłączeniowy uregulowany w dyrektywach rynkowych wiąże się wszak ściśle z „usługą powszechną”, obligatoryjnie obejmującą wyłącznie odbiorców w gospodarstwach domowych (o czym świadczy chociażby tytuł art. 27 dyrektywy 2019/944^[2]). Tymczasem zasada dostępu stron trzecich, dotyczy zasadniczo wszystkich odbiorców i użytkowników systemu (art. 6 dyrektywy 2019/944). (...) W kontekście obowiązku przyłączeniowego i istoty funkcjonowania ZSD należy też przytoczyć same wytyczne Komisji Europejskiej zawarte w pkt 5.2. noty interpretacyjnej Komisji z dnia 22 stycznia 2010 r. w sprawie rynków detalicznych. Komisja wskazała w nich m.in., że ze swej istoty ZSD to system, do którego podmioty spoza obszaru ZSD nie mają możliwości przyłączenia^[1]. Komisja w żaden sposób takiego stanu rzeczy nie uznała za niedopuszczalny, czy wymagający zmiany. <u>Konkludując należy wskazać, że ograniczenie wobec operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych</u>	

		obowiązku przyłączeniowego wyłącznie do pomiotów znajdujących się na obszarze ZSD nie będzie naruszać przepisów UE. Wyłącznie to w żaden sposób nie ograniczy bowiem użytkownikom ZSD możliwości korzystania z zasady TPA – której znaczenie wskazywał TSUE w sprawach Citiworks AG oraz Chimica Italia SpA. Ograniczenie operatorom ZSD obowiązku przyłączeniowego niewątpliwie będzie natomiast stanowiło odciążenie tych podmiotów od nieproporcjonalnych ciężarów administracyjnych (co w pełni wpisuje się w motyw 66 dyrektywy 2019/944). Za taki można bowiem uznać zrównywanie zadań „zawodowej” energetyki oraz podmiotów, które dystrybucją energii zajmują się jedynie posiłkowo wobec głównej działalności – w zakresie rozwijania własnych sieci (związanych z przyłączaniem nowych odbiorców). (...) Ad. 4) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy. W obecnym stanie prawnym opłata za przyłączenie ustalana jest: - W stosunku do części podmiotów ubiegających się o przyłączenie - na podstawie rzeczywistych nakładów na przyłączenie, - W stosunku do części podmiotów – na podstawie średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju (art. 7 ust. 8 PE). Przepisy wprowadzone nowelizacją z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne przewidują zwolnienie operatorów ZSD z obowiązku sporządzania planów rozwoju. Brak dokonania skorelowanych z tym zwolnieniem zasad ustalania opłaty za przyłączenie spowodowała, że powstała luka prawna. Tam gdzie	

			przepisy bowiem wymagają wyliczenia opłaty za przyłączenie na podstawie średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju – nie wiadomo jak tę opłatę wyznaczyć. W przypadku ZSD odwoływanie się do wartości uśrednionych nakładów z pewnością nie jest dobrym rozwiązaniem. Nowe przyłączenia do zakładowych sieci dystrybucyjnych (czy podobnych) mają charakter jednostkowy. Nie stanowią one zjawiska masowego. Bazowanie w tym zakresie na wartościach średnich jest zatem zupełnie niemiernodajne (nie występuje tu efekt skali). Podobnie – w przypadku takich systemów - nie jest uzasadnione obniżanie pobieranej opłaty tylko do odpowiedniej części rzeczywistych nakładów. Niewielka skala działalności ZSD nie pozwala bowiem w rozsądnym czasie na skompensowanie tych nakładów sprzedażą usług dystrybucji co oznacza, że nowe przyłączenia często generują straty. (...) (...) Biorąc pod uwagę bardzo indywidualny charakter nowych przyłączeń w przypadku takich systemów – najbardziej praktycznym rozwiązaniem jest oparcie kalkulacji opłaty za przyłączenie o rzeczywiste koszty ponoszone przez operatora ZSD na realizację przyłączenia. Należy w tym kontekście zauważyć, że wprowadzenie takiego mechanizmu nie pozbawia podmiotu ubiegającego się o przyłączenie instrumentów ochrony swoich interesów – przewidzianych w art. 8 Prawa energetycznego (tj. możliwości poddania ewentualnego sporu z operatorem pod rozstrzygnięcie Prezesa URE). Ad. 5) określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695). Mechanizm rozliczeń OSD ze spółdzielniami energetycznymi, zawarty w ustawie o odnawialnych	

			źródłach energii, jest bardzo złożony (m.in. przewiduje obowiązek sumarycznego bilansowania międzyfazowego generacji i poboru energii członków spółdzielni). Obowiązanie do jego stosowania operatorów, którzy zajmują się działalnością dystrybucyjną na niewielką skalę (na zamkniętym obszarze geograficznym) – w sposób zupełnie nieproporcjonalny obciążać będzie takich OSD. Inaczej przedstawia się bowiem uzasadnienie dla budowania dedykowanych narzędzi do prowadzenia takich rozliczeń w przypadku OSD zawodowych (dysponujących licznym personelem oraz niezbędną infrastrukturą informatyczną), a inaczej w przypadku zamkniętych OSD – gdzie działalność dystrybucyjna ma często charakter uboczny wobec działalności podstawowej (przemysłowej czy handlowej). ^[1] <i>It also means that it would not be possible, in general, for users located outside the site to be connected to the closed distribution system.</i> ^[1] Por. też J. Pokrzywniak, Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej oraz obowiązek jej zawarcia. Zagadnienia cywilnoprawne, Warszawa 2013 r. ^[2] „Usługa powszechna” ^[1] Wyrok Trybunału Sprawiedliwości z dnia 9 października 2008 r., C-239/07 ^[1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE ^[1] Wyznaczonym przez dwa główne orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości, tj. C-439/06 z 22 maja 2008 roku (tzw. sprawa Citiworks AG) oraz w sprawach połączonych (C-262/17, C-263/17, C-273/17) z 28 listopada 2018 roku (tzw. sprawa Solvay Chimica Italia SpA).	
897.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 1 ustawy –	KGHM Polska Miedź	Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 pkt 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku	Uwaga nieuwzględniona

	Prawo energetyczne (art. dodany UC17)		przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Propozycja przepisu: <i>W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu:</i> <i>1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.</i>	W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
898.	Propozycja zmiany art. 9dc ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) - dodanie ust. 1a	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu: <i>1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.</i> Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	Uwaga nieuwzględniona W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
899.	Propozycja dodania art. 9dc ust. 1a do ustawy – Prawo energetyczne po wprowadzeniu zmian z nowelizacji	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	Uwaga nieuwzględniona W przedstawionej propozycji nie wiadomo o

	z dnia 20 maja 2021 r. (UC17)		W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu: <i>1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.</i>	przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
900.	Propozycja dodania art. 9dc ust. 1a do ustawy – Prawo energetyczne po wprowadzeniu zmian z nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. (UC17)	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu: <i>1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.</i>	Uwaga nieuwzględniona W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944.
901.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej</i>	Uwaga nieuwzględniona Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w

		<i>zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci dystrybucyjnej jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.</i> Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiegokolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa	przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce.

			URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia. (...) Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą). Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej. W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z operatorem sieci przesyłowej z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zaczniesz stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP.	

902.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	KGHM Polska Miedź	Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiegokolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia. Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą). Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej (taki przypadek dotyczy np. KGHM). W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że	Uwaga nieuwzględniona Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce.

			rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP. Propozycja przepisu: art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci dystrybucyjnej jest przyłączony albo w przypadku braku</i>	

			<i>takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.</i>	
903.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiegokolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia. Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu	Uwaga nieuwzględniona Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce.

			na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą). Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej (taki przypadek dotyczy np. systemu gazowego jednego przedsiębiorstwa spośród zrzeszonych w FOEEiG). W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP. W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji</i>	

			Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci dystrybucyjnej jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.	
904.	Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiegokolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia.	Uwaga nieuwzględniona Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce.

			Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą). Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej. W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP. W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego</i>	

			systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci dystrybucyjnej jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.	
905.	Propozycja dodania ust. 6 w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Postulowana zmiana ma na celu wzmocnienie podstaw do ustanawiania zabezpieczeń finansowych, które są składane przez odbiorców. Zmiana wzmacnia bezpieczeństwo i stabilność systemu przesyłowego, zmniejszając ryzyko związane z nierealizowaniem zobowiązań finansowych przez odbiorcę lub jego niewypłacalnością (mogącą w skrajnych przypadkach zagrażać systemowi przesyłowemu), a tym samym minimalizowane jest również ryzyko ponoszenia strat przez OSP związane ze świadczeniem usług przesyłowych na rzecz nierzetelnych odbiorców. Zmiana wzmacnia również bezpieczeństwo finansowe pozostałych odbiorców (obowiązek złożenia zabezpieczenia zapobiega, w razie zaistnienia niewypłacalności, obciążaniu kosztami tej niewypłacalności innych odbiorców). Aktualne przepisy dotyczące IRiESP nie przewidują umieszczenia w nich zasad wnoszenia zabezpieczeń przez użytkowników systemu. Mimo powyższego w przypadku OSPe zasady te zostały ustalone w instrukcji. Proponowana zmiana zapewni ujednolicenie modelu i umożliwi sprawowanie kontroli Prezesa URE nad stosowanymi zabezpieczeniami.	Uwaga nieuwzględniona. Proponowana zmiana zakłada wprowadzenie do IRiESP, do wyodrębnionej części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, analogicznie jak w przypadku OSPe, zasad określających zabezpieczenia finansowe wnoszone przez użytkowników systemu. „Zabezpieczenia finansowe” stanowią

			Propozycja przepisu: w art. 9g w ust. 6 po pkt 6 dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) zabezpieczenia finansowe wnoszone przez użytkowników systemu.”	integralną część Ogólnych Warunków Umowy Przesyłowej (pkt 2 OWU) zamieszczonej na stronie GAZ-System. W uzasadnieniu do wprowadzenia omawianej zmiany nie wskazano na jakiegokolwiek problemy z funkcjonowaniem zabezpieczeń finansowych jako elementu umowy przesyłowej, zarówno na płaszczyźnie zawierania umów jak i ewentualnej, dalszej egzekucji roszczeń wynikłych na podstawie powyższych zapisów. Nadanie zapisowi umownemu rangi ustawowej mogłoby prowadzić do powstania niekorzystnego zjawiska jakim jest nadmierna czy też wręcz niepotrzebna regulacja elementów umów będących stałym elementem funkcjonowania obrotu gospodarczego (funkcjonowania rynku przesyłu paliw gazowych), nawet bez

				istniejącej podstawy normatywnej.
906.	Propozycja zmiany art. 11x ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W delegacji do rozporządzenia brakuje określenia wymaganych standardów skuteczności i niezawodności dla pozyskiwania danych pomiarowych. Ze względu na przyjęte zasady, odpowiedzialność za te elementy może zostać rozmyta między różnymi podmiotami co może stanowić duży problem dla uczestników rynku. Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 11x ust 2. Pkt 7) wymagane standardy oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;	Uwaga nieuwzględniona Ustawa – Prawo energetyczne w art. 11x ust. 2 reguluje sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; Wyrażenie standardy nie wnosi i zostało zakwestionowane przez Rządowe Centrum Legislacji jako niepoprawne sformułowanie. Projekt rozporządzenia wykonawczego przewiduje cały rozdział poświęcony temu zagadnieniu.
907.	Propozycja zmiany brzmienia art. 11y ust. 1 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne (UC17)	Zarządca Rozliczeń S.A.	Konsekwentnie we wstępie ust. 1 oraz w pkt. 6 ust. 1 art. 11y. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie: „Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie uprawnionych podmiotów użytkowników systemu:” „6) udostępnia uprawnionym podmiotom użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh	Uwaga nieuwzględniona Proponowana zmiana art. 11y nie stanowi wartości dodanej.

			i na warunkach określonych w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.”	
908.	Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust. 1 pkt 5 ustawy Praw energetyczne	Zarządca Rozliczeń S.A.	Punktowi 5 w ust. 1 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać brzmienie: „5) Zarządcy Rozliczeń S.A. - w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa;” Uzasadnienie: W ocenie Spółki brzmienie tego przepisu już obecnie jest nieadekwatne do aktualnych zadań Spółki, a tym bardziej może się stać takim w przyszłości w związku z często zmieniającym się zakresem zadań. Przyjęcie proponowanego rozwiązania pozwoli uniknąć dokonywania częstych nowelizacji tego przepisu. W chwili obecnej Spółka realizuje zadania określone nie tylko w ustawach wymienionych w obecnym brzmieniu ww. przepisu, ale także w następujących ustawach: 1) ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy; 2) ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 3) ustawa z dnia 8 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym i zmianie niektórych innych ustaw. Spółka podkreśla, że dane pomiarowe beneficjentów systemów wsparcia realizowanych przez Spółkę, dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej sprzedanej i wprowadzonej do sieci są niezbędne także w odniesieniu do kalkulowania wysokości wsparcia wypłacanego na podstawie ww. ustaw. Z uwagi na częste zmiany zakresu zadań oraz możliwe jego dalsze rozszerzenie, wskazane jest zastosowanie katalogu otwartego, analogicznie jak np. w przypadku Prezesa Głównego Urzędu Miar w pkt. 8.	Uwaga uwzględniona
909.	Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust.	Zarządca Rozliczeń S.A.	W ust. 5 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się punktowi 9 nadać poniższe brzmienie,	Uwagę uwzględniono w zakresie dodania

	5 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne		zmieniając jednocześnie odpowiednio numerację kolejnego punktu: „9) Zarządcy Rozliczeń S.A. ;” Uzasadnienie: Proponowana zmiana ma celu uniknięcie wątpliwości prawnych. Zarządca Rozliczeń S.A. realizuje zadania w różnych systemach wsparcia, których zakres jest złożony i zmienny. Dodanie Spółki jako wymienionego wprost z nazwy podmiotu uprawnionego do danych zagregowanych jest uzasadnione zmieniającym się zakresem zadań Spółki, możliwością usprawnienia wykonywania tych zadań oraz tym, że zgodnie z projektem Spółka posiadać będzie dostęp do danych jednostkowych. Tym bardziej więc uzasadnione jest zapewnienie także dostępu do danych zagregowanych. Wykorzystywanie w tym celu obecnego ogólnego pkt 9 będzie utrudnione i może budzić wątpliwości interpretacyjne.	nowego punktu, tj. Zarządcy Rozliczeń S.A.
910.	Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne	Zarządca Rozliczeń S.A.	Ustępowi 6 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie: „6. Dostęp podmiotów uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu przez te podmioty w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne.” Uzasadnienie: Propozycja konieczna w celu uniknięcia wątpliwości prawnych. Obecne brzmienie ogranicza bezpłatny dostęp tylko do użytkowników systemu, którymi zgodnie z definicją art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo	Uwaga uwzględniona

			energetyczne są podmioty dostarczające lub zaopatrywane w paliwo gazowe lub energię elektryczną. W dodatku przepis można odczytać tak, że uprawnieni do takiego dostępu są tylko ci użytkownicy systemu, którzy będą realizować procesy wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. Tymczasem bezpłatny dostęp powinien dotyczyć także pozostałych podmiotów, które są uprawnione do dostępu do informacji w celu realizacji obowiązków ustawowych i są organami administracji państwowej lub jak Spółka – podmiotami wykonującymi zadania publiczne. Wydaje się zresztą, że taka jest intencja projektodawcy, który miał na myśli wszystkich użytkowników centralnego systemu informacji rynku energii, a nie tylko użytkowników systemu w rozumieniu art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo energetyczne, czyli wszystkie uprawnione podmioty. Obecne brzmienie nie oddaje tej intencji w sposób właściwy.	
911.	Propozycja zmiany art. 16 i 23 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	W związku z proponowanymi w projekcie zmianami w zakresie art. 16 i art. 23 ustawy - Prawo energetyczne związanymi z inwestycjami operatorów, proponuje się wprowadzenie regulacji dotyczących konta regulacyjnego również dla przedsiębiorstw gazowych. Rozwiązanie to z punktu widzenia stabilności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego sprzyja długoterminowemu inwestowaniu, dzięki temu, że zapewnia stabilność przychodów. Proponuje się wprowadzenie konta na zasadach analogicznych, jak określone dla operatora systemu przesyłowego gazowego w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (NCTAR). W przypadku przedsiębiorstw infrastrukturalnych, ze względu na w szczególności dużą wartość majątku i związanych z tym majątkiem inwestycji, wprowadzenie konta regulacyjnego, służącego do rozliczenia ewentualnych	Uwaga kierunkowo uwzględniona. Instytucja konta regulacyjnego dla gazu zostanie uregulowana w treści przepisów rozporządzenia systemowego gazowego.

			różnic pomiędzy wartością przychodów kalkulacyjnych i rzeczywiście osiągniętych, jest rozwiązaniem jak najbardziej wskazanym. Mechanizm ten pozwala znacznie ograniczyć ryzyko działalności, w tym ryzyko nieosiągnięcia planowanych przychodów wynikające z rozbieżności pomiędzy wielkościami prognozowanymi na etapie projektowania taryfy a wielkościami rzeczywiście występującymi w kolejnych latach stosowania tej taryfy. Mając na uwadze, że przed operatorami stoją dość ambitne zadania i plany inwestycyjne wymagające znacznych nakładów finansowych, zarządzanie ryzykiem a właściwie jego wyeliminowanie w zakresie nieosiągnięcia zaplanowanych przychodów, poprzez mechanizm konta regulacyjnego jest w tej sytuacji niezbędne. Zapewni to bowiem stabilizację przychodu, a w konsekwencji znacznie ograniczy ryzyko inwestycyjne i umożliwi niezakłóconą realizację zadań i inwestycji. Stabilizacja w tym zakresie będzie również oddziaływać pozytywnie na odbiorców. W tym celu proponuje się następujące zmiany w ustawie - Prawo energetyczne: 1) w art. 3 po pkt 21 dodaje się pkt 21a w brzmieniu: „21a) konto regulacyjne - rachunek obejmujący co najmniej niewystarczająco i nadmiernie odzyskiwane przychody z usług dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;”; 2) po art. 47 dodaje się art. 47a w brzmieniu: „Art. 47a. 1. Każdy operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego korzysta z jednego konta regulacyjnego. 2. Konto regulacyjne przedstawia informacje, o których mowa w ust. 4, w odniesieniu do danego okresu taryfowego i może zawierać inne informacje, takie jak różnica między przewidywanymi a faktycznymi składnikami kosztów.	

			3. Niewystarczające lub nadmierne odzyskiwanie przychodów przez operatorów, o których mowa w ust. 1, ewidencjonuje się na koncie regulacyjnym. 4. Niewystarczające lub nadmierne przychody z usług dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oblicza się według wzoru: FP – P gdzie: FP - oznacza faktycznie uzyskane przychody związane ze świadczeniem odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, P - oznacza przychody z usług odpowiednio: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Wartości FP i P dotyczą tego samego okresu taryfowego. 5. Jeżeli różnica obliczona zgodnie z ust. 4 jest wartością dodatnią, oznacza to nadmierne odzyskanie przychodów z odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Jeżeli taka różnica jest wartością ujemną, oznacza to niewystarczające odzyskanie przychodów z odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. 6. Całkowite lub częściowe uzgodnienie konta regulacyjnego przeprowadza się zgodnie z zastosowaną metodą kalkulacji taryfy. 7. Uzgodnienia konta regulacyjnego dokonuje się w celu zrekompensowania operatorom, o których mowa w ust. 1, przychodów odzyskanych w niewystarczającym stopniu, a użytkownikom infrastruktury – przychodów odzyskanych w nadmiernym stopniu przez operatora.”.	

912.	Propozycja uchylecia art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Skutkiem wprowadzenia proponowanej zmiany jest zniesienie kompetencji Prezesa URE do określania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą. Szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału powinny zostać ustalone w rozporządzeniu taryfowym. Postulowana zmiana rozstrzygnie powtarzające się regularnie spory pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a Prezesem URE dot. zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału. Wprowadzenie jednoznacznych zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, w tym średnioważonego kosztu kapitału jest kwestią szczególnie ważną dla całego sektora gazownictwa i leży w interesie całego rynku, w tym odbiorców i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jasne i przejrzyste regulacje w tym zakresie z jednej strony zapobiegają sporom między przedsiębiorstwami i Prezesem URE w trakcie procesu zatwierdzania taryf, a z drugiej pozwoli Prezesowi URE na uniknięcie ewentualnych oskarżeń o faworyzowanie lub dyskryminowanie niektórych przedsiębiorstw. Przyjęcie jasno zdefiniowanej metody kalkulacji zwrotu z kapitału zaangażowanego w Rozporządzeniu wykonawczym, zapewni stabilność otoczenia prawnego i ekonomicznego w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozwoli na ujednolicenie sposobu podejścia poszczególnych podmiotów do naliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego. Proponuje się uchylene art.. 23 ust. 2 pkt 3 lit. C.	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony i wychodzący poza zakres niniejszej zmiany. Ponadto, należy wskazać, że projekt zawiera zmianę art. 46 Prawa energetycznego odnoszącą się do sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego dot. inwestycji priorytetowych.
913.	Propozycja zmiany art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Propozycja zakłada usunięcie wyjątku od obowiązku posiadania koncesji dotyczący rocznego poziomu obrotu poniżej 100 000 euro. Argumenty przemawiające za likwidacją ww. wyjątku:	Uwaga uwzględniona.

			1. Ze wskazanego wyjątku od wymogu uzyskania koncesji korzystają głównie podmioty, które utraciły koncesję bądź podmioty (zgodnie z informacjami pojawiającymi się w prasie) działające na szkodę odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych (w systemach dystrybucyjnych); 2. OSPg obserwuje celowe omijanie obowiązku koncesyjnego poprzez tworzenie wielu małych podmiotów o bardzo podobnej nazwie (np. różniących się liczbą porządkową w nazwie), które jako jeden podmiot korzystają z ww. wyjątku od obowiązku koncesyjnego, zaś jako grupa kapitałowa przekraczają ww. kwotę obrotu (100.000 Euro). 3. Ponadto, należy wskazać, że zgodnie z wiedzą OSPg, nie istnieje żaden rejestr tego rodzaju podmiotów, zaś podmioty, które działają jednocześnie w systemie przesyłowym, jak i w systemach dystrybucyjnych, mogą odrębnie dla każdego systemu ww. kwoty obrotu nie przekraczać, zaś w sumie przekraczać 100.000 Euro obrotu rocznie. OSPg nie posiada informacji dot. wartości obrotu w różnych systemach oraz tego czy i/lub przez kogo są weryfikowane. 4. Dodatkowo należy podkreślić, że ww. próg zwalniający od obowiązku koncesyjnego dotyczy wyłącznie podmiotów na rynku gazu. Nie obejmuje podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej, a tym samym odbiorcy paliwa gazowego są w większym zakresie zagrożeni ewentualnym omijaniem obowiązków koncesyjnych przez sprzedawców paliwa gazowego, a tym samym są obciążeni znacznie większym ryzykiem współpracy z podmiotami nie podlegającymi bezpośredniemu monitorowaniu regulatora. Propozycja zmiany: w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a) otrzymuje brzmienie: „a) obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w	

			punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866 oraz z 2021 r. poz. 234), ~~obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro~~ lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;”	
914.	Propozycja zmiany art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy - Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Zasadne jest – w ocenie regulatora – rozważenie wprowadzenia w ustawie – Prawo energetyczne zmiany polegającej na usunięciu możliwości wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, bez konieczności uzyskania stosownej koncesji lub też na ograniczeniu takiej możliwości. Powyższa propozycja wynika ze skarg odbiorców docierających do Prezesa URE w ostatnich miesiącach oraz ustaleń dokonanych w związku z tymi skargami. Z ustaleń tych wynika, że skargi dotyczą funkcjonujących na rynku paliw gazowych podmiotów, które oferują odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych sprzedaż paliwa gazowego, nie posiadając przy tym koncesji na obrót paliwami gazowymi. Przy czym, w ocenie Prezesa URE, problemem nie jest sam fakt wykonywania tej działalności bez koncesji (w ramach ustawowego zwolnienia), ale brak możliwości reagowania regulatora w sytuacji, gdy podmioty te naruszają interesy odbiorców, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych. Podmioty te korzystają ze zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji, o którym	Uwaga uwzględniona.

			mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne, tj. wyłączenia z tego obowiązku wykonywania „obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro”. Niektóre z tych podmiotów, aby nie przekroczyć ustawowego limitu działają w grupach. Oferują sprzedaż gazu odbiorcom w gospodarstwach domowych, przy czym przy zawieraniu umów często wprowadzają tych odbiorców w błąd. Dodać należy, że podmioty nieposiadające koncesji, z uwagi na treść art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie są zobowiązane do przedkładania Prezesowi URE taryfy celem jej zatwierdzenia. Na etapie zawierania umów przesyłowych i dystrybucyjnych podmioty te przedstawiają operatorom oświadczenia, iż wykonywana przez nie działalność gospodarcza, polegająca na obrocie paliwami gazowymi, nie wymaga posiadania koncesji udzielanej decyzją Prezesa URE. Pomimo, iż zjawisko to obserwuje się na rynku paliw gazowych od kilku miesięcy, Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych funkcjonujący w strukturze organizacyjnej URE odnotował już wpływ skarg na taką działalność. Z treści tych skarg wynika, że odbiorcy zostali wprowadzeni w błąd, a przedstawiane im w trakcie zawierania umów informacje nie były rzetelne. Przykładowo, przedstawiciele ww. podmiotów: – wprowadzali w błąd odbiorców co do nazwy sprzedawcy (podawali się za pracowników innych podmiotów), – nie informowali odbiorców, że celem ich wizyty jest zawarcie umowy z nowym sprzedawcą (brak uświadomienia odbiorców, co do mającej się dokonać zmiany sprzedawcy), – wprowadzali w błąd odbiorców poprzez informowanie o rzekomej konieczności podpisywania nowych umów lub innych dokumentów, m.in. w związku ze zmianą „dystrybutora” lub „wystawcy faktur”, bądź zmianą adresu dostawcy.	

			Do ww. podmiotów kierowane są przez Prezesa URE, na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, wezwania do złożenia wyjaśnień dotyczących skarg odbiorców paliw gazowych, jednak pozostają one, jak do tej pory, bez odpowiedzi. Prezes URE przekazuje również takie skargi - zgodnie z kompetencjami - do Prezesa UOKiK. W związku z przyjętym modelem wykonywania działalności polegającej na obrocie paliwami gazowymi, podmioty te nie są objęte obowiązkiem posiadania koncesji na obrót paliwami gazowymi, udzielanej decyzją Prezesa URE. W tej sytuacji regulator nie ma możliwości podjęcia działań mających na celu ochronę odbiorców gazu poprzez np. na wyeliminowanie ich z rynku (cofnięcie koncesji). Mając powyższe na uwadze, w tym fakt, iż działalność taka godzi w interesy odbiorców w gospodarstwach domowych, zasadnym wydaje się rozważenie wprowadzenia stosownej zmiany w ustawie – Prawo energetyczne. Proponuje się doprecyzowanie obecnie obowiązującego przepisu, poprzez wskazanie, że limit 100 tys. euro dotyczyłby jedynie obrotu gazem ziemnym w postaci LNG lub CNG (tak aby przedmiotowe zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji nie dotyczyło obrotu gazem ziemnym sieciowym), który, co do zasady, na obecnym etapie rozwoju rynku gazu nie jest bezpośrednio dostarczany do odbiorców w gospodarstwach domowych.	
915.	Propozycja zmiany art. 33, 35 i 41 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Proponuje się zmiany w przepisach art. 33, 35 i 41 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie udzielania i cofania koncesji uwzględniające dawanie rękojmi przez przedsiębiorcę. Wprowadzenie projektowanej regulacji w Prawie energetycznym zwiększy zakres okoliczności objętych kontrolą organu regulacyjnego i pozwoli powstrzymać lub wyeliminować z rynku podmioty, co do których istnieją uzasadnione okoliczności, że nie będą prawidłowo wykonywać działalności gospodarczej. Zwiększy się zatem zakres ochrony rynku	Uwaga uwzględniona

			i odbiorców w szczególności w gospodarstwach domowych. Warto dodać, że w praktyce stwierdza się przypadki, gdy osoby które popełniły nieprawidłowości w przedsiębiorstwach energetycznych zakładają/obsadzają kolejne spółki celem kontynuacji stosowanego wcześniej procederu. O potrzebie zmian w powyższym zakresie Prezes URE niejednokrotnie informował ministra właściwego do spraw energii przedkładając propozycje stosownych przepisów. Po art 33 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne proponuje się dodać nowy ustęp o następującej treści: „3d. Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”. Po art 35 proponuje się dodać art. 35a o następującej treści: „35a. Przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany Prezes URE może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.” W art. 41 w ust. 4 w pkt 6 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu „7) w przypadku stwierdzenia, że koncesjonariusz nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”.	
916.	Propozycja zmiany art. 38 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne	Towarzystwo Obrotu Energią	Wprowadzona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw zmiana art. 38 ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności ust. 1 i 2 (art. 38 po ww. nowelizacji) w sposób znaczący negatywnie wpłynie na obrót energią elektryczną w Polsce.	Uwaga nieuwzględniona. Uprawnienie Prezesa URE do uzależnienia udzielenia koncesji (jakiegokolwiek) od

			Całkowicie niezrozumiałe dla TOE jest wliczanie do planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na tzw. rynku hurtowym, podlegającej przecież wielokrotnemu obrotowi (gdzie przychód „powiązany” jest z racji charakteru tego rynku od razu z kosztem). Po wewnętrznej, szczegółowej analizie, ze strony TOE proponujemy wprowadzenie zmian dot. przedmiotowych zapisów w dwóch alternatywnych wariantach: 1) Wariant 1 - oddający w pełni realia rynku hurtowego – najdalej idący, wyłączający obrót hurtowy z przychodów „zabezpieczanych” – rekomendowany i preferowany przez TOE – szersze uzasadnienie poniżej. 2) Wariant 2 – wyłączający z przychodu, o którym mowa powyżej tylko obrót na tzw. platformach zorganizowanych, w tym platformach giełdowych W obu wariantach proponujemy także określenie konkretnych „granic” zabezpieczeń, aby spółka ubiegająca się o koncesję była w stanie przewidzieć jej wartość w danym przedziale, a nie uznaniowo w całkowicie nieograniczonej wysokości. Pragniemy podkreślić, że przedsiębiorstwa posiadające koncesję na obrót są profesjonalnymi uczestnikami obrotu i same potrafią ocenić wiarygodność partnera handlowego i jeśli uznają to za stosowne wymagać od niego przedłożenia odpowiedniej gwarancji płatności, dobrego wykonania lub tak ustalić warunki transakcji, aby ewentualne ryzyka zminimalizować. Wymaganie przez Prezesa URE przedłożenia zabezpieczenia z tytułu dokonywania sprzedaży pomiędzy dwoma profesjonalnymi uczestnikami rynku jest niepotrzebną i kosztowną ingerencją regulacyjną ograniczającą wolność prowadzenia działalności gospodarczej w	ustanowienia zabezpieczenia majątkowego – o treści wskazanej w znowelizowanym art. 38 ust. 1 – istnieje od początku obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne. Celem zmiany art. 38 ustawy – Prawo energetyczne było przede wszystkim uszczegółowienie bardzo ogólnej regulacji. Zawarcie jasnych i powszechnie obowiązujących zasad składania zabezpieczeń majątkowych w ustawie jest działaniem z korzyścią dla przedsiębiorców, którzy już przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji mają wiedzę dotyczącą zasad ustanawiania ewentualnego zabezpieczenia. Zabezpieczenie jest wymagane tylko wtedy, gdy podmiot ubiegający się o koncesję nie dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie

			Plolsce. Taka ingerencja naszym zdaniem w szczególności: 1) w znaczący sposób zwiększy koszty funkcjonowania wszystkich przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną, co nieuchronnie przełoży się na zwiększenie cen energii dla odbiorców końcowych i doprowadzi do wypłynięcia z borykającego się z licznymi problemami segmentu obrotu energią dziesiątków milionów złotych na rzecz instytucji finansowych często mających swoją siedzibę zagranicą; 2) wyeliminuje z działalności na rynku część podmiotów, a także istotnie zwiększy koszty wejścia na ten rynek, co przełoży się na mniejszą konkurencję i w rezultacie na zwiększenie poziomu cen dla klientów końcowych; 3) doprowadzi do odebrania koncesji części przedsiębiorstw, które zawarły już transakcje terminowe z dostawą w latach przyszłych, a nie będą w stanie przedstawić wymaganych przez Prezesa URE na podstawie nowych przepisów gwarancji bankowych. Przedsiębiorstwa, które miały zawarte takie kontrakty nie istnieją „w próżni”, lecz są częścią wzajemnie powiązanych łańcuchów dostaw energii elektrycznej od wytwórców do odbiorców końcowych. Niemożność spełnienia przez przedsiębiorstwo będące jednym z ogniw takiego łańcucha wymogów koncesyjnych i co za tym idzie swoich zobowiązań kontraktowych może doprowadzić do reakcji łańcuchowej, gdzie kolejne przedsiębiorstwa znajduje się w danym łańcuchu nie mogą wywiązać się z podjętych zobowiązań kontraktowych i ogłaszają upadłość. Ze strony TOE w przypadku braku zmian - wyłączenia handlu giełdowego z przychodów wliczanych do zabezpieczeń, pragniemy zwrócić także uwagę na następujące negatywne skutki oraz ryzyka w tym zakresie, które mogą być następstwami ww. nowelizacji	działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Jeżeli zatem podmiot wykaże na etapie udzielenia koncesji, że dysponuje odpowiednim majątkiem, zabezpieczenie nigdy nie było i nie będzie wymagane. Należy także zauważyć, że wysokość zabezpieczenia analizowana jest na podstawie indywidualnej sytuacji każdego podmiotu ubiegającego się o otrzymanie koncesji na dany rodzaj działalności. Prezes URE analizuje całokształt sytuacji majątkowej przedsiębiorcy i jego zamierzeń co do zakresu działalności, stąd pozostawienie progu zabezpieczenia w obecnym brzmieniu ustawy wydaje się słuszne i zasadne

			ustawy, który szeroko zmienił art. 38 ustawy – Prawo energetyczne: 1) działalność podmiotów na hurtowym rynku energii elektrycznej i gazu, a w szczególności na rynku giełdowym (już dziś) nie jest możliwa bez wnoszenia odpowiednich zabezpieczeń do powołanych do tego podmiotów, takich jak Izby Rozliczeniowe i Operator Systemu Przesyłowego (OSP). Zabezpieczenia te są kontrolowane przez wymienione instytucje każdego dnia i wedle bardzo konserwatywnych oraz zaawansowanych metod wyliczania ryzyka rynkowego zapewniają, że podmioty działające na rynku giełdowym każdego dnia muszą posiadać płynne środki zabezpieczające ich rzeczywisty zakres działalności. 2) nakładanie na uczestników rynku dodatkowych wymogów jest rozwiązaniem wg nas: a) zbędnym – patrz punkt powyżej; b) podnoszącym koszty działalności – jak wykazano, które przecież w konsekwencji będą przenoszone na odbiorców końcowych; c) nieefektywnym - kontrola zabezpieczeń przez prezesa URE sporadycznie – nie częściej niż raz na rok przeciwstawiana kontroli dokonywanej przez giełdy i operatora przynajmniej raz dziennie, a w praktyce w trybie ciągłym; d) nieadekwatnym – zabezpieczenia opierane na deklaracjach podmiotów, co do planowanych przychodów (mogą być błędne i podlegać czynnikom nieprzewidywalnym w momencie składania deklaracji) lub na ich przychodach w przeszłości (mogą się różnić od przychodów w przyszłości z wielu nieprzewidywalnych przyczyn) w odróżnieniu od już stosowanych rozwiązań IRGiT i OSP, które zawsze opierają się na stanie rzeczywistym aktualizowanym kilka razy dziennie. 3) Uzyskanie gwarancji bankowych, bądź ubezpieczeniowych jest stosunkowo drogie. Zmiana	

			znacząco zwiększy koszty funkcjonowania większości przedsiębiorstw na rynku obrotu energią, co przełoży się bezpośrednio na zwiększenie cen energii i gazu dla odbiorców końcowych. Tym bardziej, że wysokość gwarancji obliczana miałaby być od przychodów z działalności koncesjonowanej, a jeśli wyliczenie to nastąpi od przychodów rozumianych jako kwota brutto uwzględniająca wszystkie składniki ceny energii dla odbiorcy końcowego, w tym akcyzę, to roczny koszt utrzymywania gwarancji będzie znaczący. Jednocześnie koszt zabezpieczeń kwalifikować się będzie do kosztów uzasadnionych pokrywanych w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach. 4) Wcześniej wspomniane, znaczące zwiększenie kosztów funkcjonowania podmiotów obecnych na rynku energii elektrycznej i gazu oraz istotne zwiększenie barier wejścia nowych podmiotów na rynek przełoży się na spadek ilości podmiotów aktywnych na rynku, czyli mniejszą konkurencję rynkową doświadczaną przez odbiorcę końcowego, a także zmniejszenie płynności obrotu na rynku, a zatem zanik wiarygodnych indeksów cenowych i zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia manipulacji poziomem cen. 5) Uzyskanie gwarancji od podmiotów z wykazu gwarantów jest często bardzo trudne i kosztowne, a dla niektórych przedsiębiorstw działających w branży wręcz niemożliwe. Brak przedłożenia gwarancji w wymaganej wartości w URE będzie prowadzić do cofnięcia koncesji danemu przedsiębiorstwu i automatycznego rozwiązania wszystkich umów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej bądź gazu, których stroną jest to przedsiębiorstwo, wliczając w to umowy z odbiorcami końcowymi. To z kolei może spowodować problemy kontrahentów tego przedsiębiorstwa, z zagrożeniem upadłością włącznie, a z uwagi na wzajemne powiązania kontraktowe istniejące w branży, możemy	

			doświadczyć reakcji łańcuchowej, gdzie kolejne podmioty z segmentu obrotu negatywnie odczują utratę koncesji przez pierwszy podmiot. Należy dodać, że konsekwencją cofnięcia koncesji będzie także przejście odbiorców końcowych posiadających umowy z tymi przedsiębiorstwami na tzw. sprzedaż rezerwową. Dla podmiotów zawierających transakcje na rynku energii elektrycznej i gazu na TGE zabezpieczenia proponowane w nowelizacji spowodują konieczność wnoszenia podwójnego zabezpieczenia. Jedno jest bowiem wnoszone do IRGiT, a drugie wnoszone byłoby do URE. Możliwe skutki takiego rozwiązania, to wzrost cen energii elektrycznej i gazu, zmniejszenie się obrotów na TGE i (co negatywne także dla wielu odbiorców), co w konsekwencji ograniczy transparentności rynku, zmniejszy wiarygodność indeksów giełdowych, czy nawet może zlikwidować w Polsce miejsca wyznaczające rynkową cenę energii, która jest ceną referencyjną dla wielu przedsiębiorców przy, między innymi, kalkulowaniu cen własnych produkowanych przez nich towarów. Wariant 1 Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku. 2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości w wysokości nie wyższej niż 1/10 oraz nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, z wyłączeniem przychodów wynikających z transakcji zawieranych bezpośrednio lub za pośrednictwem	

			towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2000 nr 103 poz. 1099), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych oraz z wyłączeniem przychodów z działalności polegającej na zawieraniu transakcji z podmiotami posiadającymi koncesję zgodnie z wymogami art. 32. Wariant 2 Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku. 2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości w wysokości nie wyższej niż 1/10 oraz nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, z wyłączeniem przychodów wynikających z transakcji zawieranych bezpośrednio lub za pośrednictwem towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2000 nr 103 poz. 1099), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na	

			terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.	
917.	Propozycja zmiany brzmienia art. 40 ust. 1, 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Propozycja zmiany brzmienia ust. 1 ma na celu zwiększenie ochrony rynku paliw lub energii w związku z orzecznictwem sądowym wskazującym, że ochrona odbiorców przewidziana przepisem art. 40 nie przysługuje, jeżeli przedsiębiorstwo znajduje się w upadłości. Okoliczność ta nie jest natomiast obojętna dla odbiorców zagrożonych pozbawieniem dostaw paliw lub energii. Biorąc pod uwagę okoliczność, że często przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 40, znajdują się w upadłości – zasadne jest również uregulowanie wzajemnych relacji między ustawą – Prawo energetyczne a ustawą z dnia 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1228 ze zm.). Proponuje się art. 40 nadać następujące brzmienie: „1. Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, w tym także w upadłości, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeśli wymaga twego interes społeczny. 2. Jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, poniesionych w okresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, przy zachowaniu należytej staranności. 3. Koszty, o których mowa w ust. 2 są weryfikowane i zatwierdzane przez Prezesa URE.”.	Uwaga uwzględniona
918.	Propozycja zmiany art. 41 ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	W związku z licznymi w ostatnich latach zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi działalności koncesjonowanej, w tym obowiązków nakładanych na koncesjonariuszy, jak również w związku z doświadczeniem regulatora w zakresie	Uwaga nieuwzględniona. Jakkolwiek kierunek w jakim zmierza uwaga

			monitorowania rynku paliw i energii i zauważania zmian i zjawisk w nim zachodzących – istnieje pilna potrzeba uzupełnienia art. 41 ustawy – Prawo energetyczne poprzez uprawnienie Prezesa URE do zmiany/dostosowania z urzędu warunków udzielonych koncesji. Obecnie zmiana warunków koncesji upatrywana jest przez sądy jedynie w oparciu o art. 41 ust. 1 Prawa energetycznego: „1. <i>Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego</i>”. Ponadto art. 41 ust. 3 i 4 cytowanej ustawy przewiduje możliwość zmiany z urzędu zakresu koncesji w szczególnych, wskazanych tam przypadkach. Zaznaczyć jednak należy, że – pomijając ściśle określone przypadki warunkujące dokonanie zmiany koncesji – wskazane przepisy dają Prezesowi URE możliwość zmiany jedynie zakresu koncesji nie zaś jej warunków (zob. art. 37 ust. 1 pkt 2 i 5 ustawy). W obecnym stanie prawnym w sposób jednoznaczny określono, że Prezes URE przy udzielaniu koncesji określa warunki wykonywania działalności gospodarczej, a w trakcie wykonywania działalności powstają wątpliwości co do możliwości ich modyfikacji (odzwierciedlone w nowym, niejednolitym orzecznictwie sądów) bez względu na zmiany prawne lub faktyczne na rynku w okresie obowiązywania koncesji. Rozwiązanie takie jest nie do przyjęcia ze względu na podstawową funkcję koncesji, to jest ochronę odbiorców paliw i energii. Koncesja jest wprowadzana bowiem w tych obszarach, w których Państwo uznaje, że ze względu na potrzebę ochrony określonych interesów (np. bezpieczeństwo, ochrona odbiorców) wyłączenie swobody działalności gospodarczej jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku. Biorąc zatem pod uwagę fakt, że koncesja może zostać udzielona nawet na 50 lat i może być przedłużana bez konieczności udzielania nowej koncesji (zob. art. 39 ustawy - Prawo energetyczne), uznanie, że warunki koncesyjne mogą być ustalane tylko przy jej udzieleniu, jest nielogiczne w świetle celu ustawy – Prawo energetyczne oraz wiedzy i	Prezesa URE jest słuszną, tak też propozycja przedstawiona przez regulatora rynkowego jest zbyt szeroka – z proponowanego brzmienia przepisu wynika, że Prezes URE mógłby dokonywać zmiany warunków wydanej koncesji w każdym przypadku naruszenia przepisów prawa. Czyli w przypadku stwierdzenia naruszenia obowiązków wynikających z przepisów uPE, Prezes URE mógłby zastosować sankcje przewidziane stosownymi przepisami i dodatkowo wszcząć postępowanie o zmianę warunków koncesji w związku z stwierdzonym naruszeniem. Rodziłoby to zbyt dużą niepewność po stronie przedsiębiorstw energetycznych, stanowiąc tym samym barierę regulacyjną wejścia na rynek. Projektodawca nie wyklucza konieczności rozważenia

			doświadczenia życiowego. Przyjęcie rozwiązania umożliwiającego zmianę warunków koncesji tylko na wniosek zainteresowanego prowadzi do akceptowania w wielu przypadkach sytuacji patologicznych – trudno bowiem oczekiwać wniosku o zmianę warunków, które byłyby zdaniem wnioskodawcy w jakikolwiek sposób dla niego niekorzystne. Powyższe może prowadzić nie tylko do pogorszenia sytuacji odbiorców paliw i energii u konkretnego podmiotu ale stanowi naruszenie zasad uczciwej konkurencji między przedsiębiorcami, ponieważ ci, którzy uzyskali wcześniej koncesje nie musieliby stosować się do określonych wymagań prawnych i zmian na rynku. Jak wielokrotnie podkreślał to Sąd Najwyższy, koncesja stanowi samodzielne źródło obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego i to obowiązków, które nie mogą stanowić jedynie powielenia rozwiązań zawartych w ustawie (zob. np. wyrok SN z 6 października 2011 r., sygn. akt III SK 18/11). Realizacja warunków koncesji stanowi podstawowy obowiązek koncesjonariusza. Przy czym, co szczególnie istotne, warunkiem <i>sine qua non</i> do tego, aby reglamentacja działalności gospodarczej poprzez koncesjonowanie spełniała swoją rolę w obszarze energetyki, a więc między innymi pozytywnie wpływała na bezpieczeństwo energetyczne państwa i chroniła uzasadnione interesy uczestników rynku, w szczególności odbiorców paliw i energii, jest dokonywanie aktualizacji obowiązków koncesyjnych w razie wystąpienia ku temu obiektywnych względów. Aktualizację taką ma obowiązek zapewnić w sposób systemowy, tj. względem całego rynku paliw i energii, wyłącznie Prezes URE jako regulator tego rynku. Bez trudu można bowiem sobie wyobrazić całe spektrum rozbieżnych interesów poszczególnych przedsiębiorców funkcjonujących na rynku, uniemożliwiających wypracowanie jednolitych, zestandaryzowanych warunków koncesyjnych i następnie wykluczających bieżącą ich jedno	wprowadzenia odpowiednich mechanizmów, pozwalających wpływać regulatorowi rynkowemu na treść wydanej koncesji, lecz wymagałoby to zainicjowania szeregu analiz, celem wypracowania optymalnego modelu. Mając na względzie konieczność możliwie pilnego wdrożenia przepisów dyrektywy rynkowej do krajowego porządku prawnego, nie wydaje się możliwym przeprowadzenie ww. procesu w ramach prac nad przedmiotowym projektem.

			W pierwszej kolejności proponuje się wykreślenie w art. 41 ust. 1 wyrazów: „na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego”. Ewentualnie proponuje się dodanie ust. 1a w brzmieniu: „1a. Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji w szczególności w przypadku konieczności ich dostosowania do obowiązującego stanu prawnego lub w celu zapobieżenia praktykom godzącym w interesy odbiorców.”. litą aktualizację oraz dostosowywanie do zmieniającego się otoczenia zewnętrznego.	
919.	Propozycja dodania nowego ustępu w art. 45 ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Proponowana zmiana umożliwi operatorowi systemu przesyłowego gazowego (OSPg) korzystanie z pojemności magazynowych na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego. Z uwagi na to, że pojemności magazynowe będą wykorzystywane w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz integralności systemu przesyłowego zasadne jest uwzględnienie kosztów ponoszonych z tego tytułu jako kosztów uzasadnionych (w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne) działalności przesyłowej prowadzonej przez operatora. Co istotne, możliwość skorzystania przez OSPg z pojemności magazynowanych we wskazanym powyżej zakresie jest niezbędna na wypadek zaistnienia sytuacji kryzysowej, w której mechanizmy rynkowe nie będą funkcjonować prawidłowo (np. nie będzie możliwości zakupu odpowiedniej ilości paliwa gazowego na giełdzie), a jednocześnie przed uruchomieniem mechanizmu nierynkowego (tj. wprowadzeniem ograniczeń w poborze gazu). Zakwalifikowanie kosztów udostępnienia OSPg części instalacji magazynowania jako kosztów uzasadnionych	Uwaga uwzględniona.

			jest uwarunkowane zawarciem umowy z operatorem systemu magazynowania (tj. poniesieniem kosztów przez OSPg w tym zakresie). Wskazać przy tym należy, że postulowana zmiana jednoznacznie przesądzi, że wszystkie koszty ponoszone przez OSPg z tytułu umowy udostępnienia części instalacji magazynowania na potrzeby operatora stanowią koszty uzasadnione w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. W ramach aktualnie obowiązujących przepisów, Prezes URE kwestionuje bowiem możliwość zakwalifikowania jako kosztów uzasadnionych wszystkich kosztów magazynowania, dopuszczając taką możliwość w odniesieniu do kosztów ponoszonych przez OSPg z tytułu realizacji obowiązków wynikających z ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Tym samym istotna część kosztów magazynowania ponoszona przez OSPg na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego jest pokrywana z zysku operatora (koszty te nie są przenoszone w taryfie na użytkowników systemu przesyłowego), obciążając tym samym w sposób nadmierny OSPg. Propozycja przepisu: w art. 45 dodaje się kolejny ust. w brzmieniu: „W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3.”	
920.	Propozycja zmiany art. 45 ust 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Towarzystwo Obrotu Energią	Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku gdyby magazyny takie u	Uwaga uwzględniona Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy –

			odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolno stojące. W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”.	Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy;
921.	Propozycja zmiany art. 45 ust 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolno stojące W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”	Uwaga uwzględniona Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza –

				wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy.
922.	Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 8a do ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Propozycja obejmuje wprowadzenie przepisu dot. ustalania opłat za pobór paliwa gazowego w ilościach powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowych (zasadne jest określenie takiej opłaty jako 100-krotności stawki opłaty stałej za zamówioną moc w przydział przepustowości wg Taryfy pomnożonej przez wartość przekroczenia – ze względu na skalę zagrożenia dla stacji gazowych). Środki pozyskane w ten sposób powinny być wykorzystane na sfinansowanie inwestycji likwidujących ograniczenia systemowe systemu przesyłowego. Wskazać należy, że w okresie ostatniej zimy gazowej doszło do szczególnie licznych przekroczeń przydzielonej mocy na stacjach gazowych, w wielu przypadkach przekroczenia te powtarzały się na tych samych stacjach w latach ubiegłych. Część z tych przekroczeń mieściła się w ramach parametrów technicznych stacji, ale wystąpiły też takie, gdzie nastąpiło nie tylko przekroczenie przydziału przepustowości, ale także parametrów technicznych stacji gazowych. Niektóre z nich zmusiły operatora do wyłączenia układu pomiarowego i podjęcia dodatkowych czynności eksploatacyjnych w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa obiektu budowlanego jakim jest stacja gazowa a także w celu zapewnienia ciągłości dostaw paliwa gazowego do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Obecnie obowiązujące przepisy z jednej strony nie pozwalają na odcięcie odbiorcy niezależnie od tego jaka jest wielkość przeciążenia stacji, a z drugiej strony przepisy prawa budowlanego nakazują użytkowanie stacji zgodnie z jej parametrami określonymi w pozwoleniu na	Uwaga uwzględniona.

			użytkowanie. Obecna niska wysokość opłat dodatkowych za przekroczenia mocy umownej powoduje, że użytkownicy sieci nie podejmują wystarczająco aktywnych i wyprzedzających działań w zakresie wnioskowania o rozbudowę punktów wejścia do swoich systemów, pomimo wielokrotnego sygnalizowania problemu wyczerpywania możliwości technicznych stacji gazowych na punktach wyjścia z systemu przesyłowego. W przypadku przekroczenia mocy np. o 2000 kWh/h wielkość kary wynosi ok. 267 zł za dobę co jest wielkością znikomą w porównaniu z opłatą za przyłączenie (dla np. stacji Q=1600 m³/h wynosi ok. 3 mln zł + koszt stacji redukcyjnej podmiotu ok. 3 mln zł). Nawet dodatkowe obciążenie podmiotu opłatą ok 20 tys. zł z tytułu konieczności ponownej legalizacji gazomierza nie zmienia tej sytuacji. Ponieważ w opinii OSP przekroczenia parametrów technicznych stacji kwalifikują się do rozpoczęcia procedury przyłączeniowej widzimy konieczność wprowadzenia dodatkowej opłaty w przypadku przekroczenia parametrów technicznych stacji tak, aby takie przekraczanie stało się ekonomicznie nieuzasadnione dla użytkownika sieci i tym samym skłoniło go do złożenia wniosku o przyłączenie i zawarcia umowy o przyłączenie. Propozycja treści: w art. 46 ust. 2 po pkt 8 dodaje się pkt 8a w brzmieniu: „8a) sposób ustalania opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej;”	
923.	Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 4a i 6a do ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Aktualne pozostają ww. uwagi dot. kwestii harmonogramu rzeczowo-finansowego. Propozycja zmian: w art. 46 w ust. 2 po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 6a w brzmieniu:	Uwaga nieuwzględniona Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu

			„4a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego inwestycji, o którym mowa w art. 16 ust. 7 pkt 7;”, (...) „6a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego, o którym mowa w art. 16 ust. 7 pkt 7;”	finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione. Należy także podkreślić, że analogiczny wymóg harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji zawarty jest w art. 19 ust. 2 pkt 5 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.).
924.	Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 11 do ustawy - Prawo energetyczne	GAZ-SYSTEM	Skutkiem wprowadzenia proponowanej zmiany jest zniesienie kompetencji Prezesa URE do określania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą. Szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału powinny zostać ustalone w rozporządzeniu taryfowym. Postulowana zmiana rozstrzygnie powtarzające się regularnie spory pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a Prezesem URE dot. zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału. Wprowadzenie jednoznacznych zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, w tym	Uwaga nieuwzględniona Postulat należy uznać za nieuzasadniony i wychodzący poza zakres niniejszej zmiany. Ponadto, należy wskazać, że projekt zawiera zmianę art. 46 Prawa energetycznego odnoszącą się do sposobu uwzględniania

			średnioważonego kosztu kapitału jest kwestią szczególnie ważną dla całego sektora gazownictwa i leży w interesie całego rynku, w tym odbiorców i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jasne i przejrzyste regulacje w tym zakresie z jednej strony zapobiegają sporom między przedsiębiorstwami i Prezesem URE w trakcie procesu zatwierdzania taryf, a z drugiej pozwoli Prezesowi URE na uniknięcie ewentualnych oskarżeń o faworyzowanie lub dyskryminowanie niektórych przedsiębiorstw. Przyjęcie jasno zdefiniowanej metody kalkulacji zwrotu z kapitału zaangażowanego w Rozporządzeniu wykonawczym, zapewni stabilność otoczenia prawnego i ekonomicznego w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozwoli na ujednolicenie sposobu podejścia poszczególnych podmiotów do naliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego. Propozycja treści przepisu: w art. 46 ust. 2 po pkt 10 dodaje się pkt 11 w brzmieniu: „11) szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1.”	w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego dot. inwestycji priorytetowych
925.	Propozycja zmiany art. 46 ust. 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17)	Federacja Przedsiębiorców Polskich	W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”. Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwwaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw, czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku, gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolnostojące.	Uwaga uwzględniona Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie –

				Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy;
926.	Propozycja zmiany art. 46 ust. 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw, czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku, gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolnostojące. W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”.	Uwaga uwzględniona Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy;
927.	Propozycja zmiany art. 56 ust. 1 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne	Urząd Regulacji Energetyki	Należy zauważyć, że na skutek zmiany wprowadzonej ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz.	Uwaga uwzględniona

			1093), obecnie w ustawie – Prawo energetyczne w art. 56 ust. 1 znajdują się dwa punkty oznaczone jako 6a. Obecnie obowiązujący art. 56 ust. 1 pkt 6a o treści: „będąc właścicielem lub zarządcą budynku wielolokalowego (...)” należy oznaczyć jako pkt 6g.	
928.	Propozycja rozszerzenia kompetencji nadzorczych Prezesa URE w stosunku do NEMO.	Towarowa Giełda Energii	TGE wskazuje na konieczność rozszerzenia projektu o kompetencje nadzorcze Prezesa URE – w stosunku do NEMO. Rozporządzenie CACM nakłada na Prezesa URE obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny przez Prezesa URE spełniania przez nominowanego operatora rynku energii kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii. W celu zapewnienia stosowania Rozporządzenia CACM, niezbędne jest dokonanie odpowiednich modyfikacji przepisów krajowych. Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie uprawnień niektórych organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM. Uzasadnienie szczegółowe: Konieczne jest zapewnienie stosowania rozporządzenia Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z 25.7.2015, s. 15) (capacity allocation and congestion management), zwanego dalej „Rozporządzeniem CACM”. Rozporządzenie CACM nakłada na Prezesa URE obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny przez Prezesa URE spełniania przez nominowanego operatora rynku energii kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii określonych w art. 6 Rozporządzenia CACM.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			W celu zapewnienia stosowania Rozporządzenia CACM, niezbędne jest dokonanie odpowiednich modyfikacji przepisów krajowych. Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie uprawnień niektórych organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM. Zapewnienie stosowania Rozporządzenia CACM wymaga rozszerzenia kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i w związku z tym zmiany ustawy – Prawo energetyczne). W Rozporządzeniu CACM przewidziane są następujące zasady w zakresie nadzorowania, monitorowania i kontroli działań NEMO: – zgodnie z art. 4 ust. 3 Rozporządzenia CACM za monitorowanie spełnienia kryteriów wyznaczenia na NEMO odpowiedzialny jest krajowy organ regulacyjny (Prezes URE); – zgodnie z art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM, organ wyznaczających (Prezes URE) monitoruje oraz zapewnia przestrzeganie Rozporządzenia CACM przez wszystkich NEMO dokonujących jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w danym państwie członkowskim, bez względu na to, gdzie wyznaczono NEMO; – organ wyznaczający dysponuje ponadto następującymi kompetencjami w zakresie kontrolowania działalności prowadzonej przez NEMO i przestrzegania kryteriów wyznaczenia; • w stosunku do wyznaczonego przez siebie NEMO, jest obowiązany cofnąć wyznaczenie w przypadku, gdy dany NEMO przestał wypełniać kryteria wyznaczenia i nie przywrócił stanu zgodnego z tymi kryteriami w ciągu 6 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu;	

			• w odniesieniu do NEMO, które działa na terytorium danego państw członkowskiego w oparciu o art. 4 ust. 5 (czyli na podstawie wyznaczenia w innym państwie i zawiadomienia o chęci prowadzenia działalności w danym państwie członkowskim), organ wyznaczający może zawiesić prawo do oferowania usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w tym państwie członkowskim, o ile uzna, że dany NEMO nie spełnia kryteriów wyznaczenia, i nie doprowadzi do stanu zgodności w ciągu 3 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu. Ponadto, zgodnie z art. 82 Rozporządzenia CACM, podmiot lub podmioty wykonujące funkcje operatora łączenia rynków (tzw. MCO) są monitorowane przez organy regulacyjne lub organy właściwe dla terytorium, na którym są zlokalizowane, zatem w przypadku Polski, będzie to także Prezes URE. Przywołane powyżej przepisy Rozporządzenia CACM jednoznacznie wskazują na istotne kompetencje monitorujące kontrolne, które posiada i powinien być w stanie realizować Prezes URE, zarówno w odniesieniu do NEMO wyznaczonych przez siebie, jak i wyznaczonych w innych państwach członkowskich ale działających na terytorium RP na podstawie art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM. Ponadto, wymienione wyżej kompetencje i obowiązki krajowych organów regulacyjnych w stosunku do NEMO i MCO mają charakter ogólny i wymagają doprecyzowania w przepisach krajowych, w celu zapewnienia pełnej skuteczności rozwiązaniom zawartym w Rozporządzeniu CACM. Należy przy tym podnieść argument o różnej sytuacji NEMO będących giełdą towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. 2016 poz. 719, z późn. zm.), oraz NEMO nie spełniającego tego warunku. Wyznaczenie na NEMO przez Prezesa URE (lub pełnienie takiej funkcji przez	

			podmiot wyznaczony w innym państwie członkowskim) nie jest równoznaczne z przyznaniem statusu giełdy towarowej w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. O ile zatem w stosunku do NEMO nie będącego giełdą towarową ani Prezes URE, ani inne krajowe organy regulacyjne nie dysponują żadnymi kompetencjami, przewidzianymi w prawie krajowym, o tyle istnieją możliwości wykonywania nadzoru w stosunku do giełd towarowych (pełniającymi przy okazji funkcje NEMO). Powyższy argument opiera się na wskazanej wyżej różnicy polegającej na dysponowaniu instrumentami regulacyjnymi (choć także niewystarczającymi) w stosunku do NEMO będącego jednocześnie giełdą towarową oraz NEMO, który nie spełnia tego kryterium (zagraniczne NEMO). O ile bowiem, na podstawie obowiązujących przepisów krajowych, zarówno Prezes URE, jak i Komisja Nadzoru Finansowego są w stanie nadzorować działalność giełdy towarowej jako NEMO, o tyle nie dysponują praktycznie żadnymi uprawnieniami w prawie krajowym w odniesieniu do zagranicznych NEMO. Jedyną możliwością wpływania na zachowania tych podmiotów są unormowane w rozporządzeniu CACM daleko idące sankcje w postaci cofnięcia wyznaczenia lub (w przypadku NEMO świadczącego usługi na podstawie tzw. paszportu) – zawieszenie możliwości wykonywania funkcji NEMO Istnieje zatem konieczność uregulowania na poziomie krajowym zasad nadzoru nad NEMO, które dotyczyłby wszystkich NEMO, zarówno podmiotów nie będących giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, a więc tzw. zagranicznych NEMO i podmiotów będącymi giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych. Konieczne jest przyjęcie przepisów umożliwiających bieżący i regularny (np. coroczny) monitoring	

			działalności prowadzonej przez wszystkich NEMO, w kontekście wypełniania przez te podmioty kryteriów wyznaczenia oraz prawidłowego realizowania zadań NEMO i MCO. Celowe jest przyjęcie przepisów krajowych dających Prezesowi URE kompetencje do stałego monitorowania działalności przez te podmioty (w kontekście realizacji zadań wynikających z Rozporządzenia CACM, w szczególności określonych w art. 7) oraz do okresowej weryfikacji spełniania przez nie kryteriów wyznaczenia zawartych w art. 6 Rozporządzenia CACM. Jak wspomniano powyżej, wprowadzenie takich przepisów jest niezbędne, z uwagi na szątkowe regulacje w tym zakresie zawarte w Rozporządzeniu CACM (pozwalające tylko na zastosowanie ostatecznego środka w postaci zaprzestania działalności przez NEMO, i to tylko w przypadku zaprzestania wypełniania kryteriów wyznaczenia). W związku z powyższym, zaproponowanie przedmiotowego rozwiązania powinno spotkać się z pozytywną reakcją organów administracji, w tym w szczególności Prezesa URE i Ministra Energii. Proponowany, docelowy zakres regulacji w zakresie nadzorowania działalności NEMO przez Prezesa URE powinien obejmować następujące elementy: 1) prawo żądania informacji; 2) kontrole na miejscu (analogiczne jak w przypadku kontroli REMIT lub kontroli przedsiębiorstwa energetycznego); 3) katalog sankcji administracyjnych (kary pieniężne) zarówno w przypadku nierealizowania obowiązków wynikających z uprawnień Prezesa URE do kontrolowania działalności NEMO, jak i za mniejszego stopnia naruszenia kryteriów wyznaczenia lub w zakresie realizowania zadań NEMO lub MCO określonych	

			w Rozporządzeniu CACM; 4) możliwość współpracy z organami regulacyjnymi i wyznaczającymi w innych państwach członkowskich. Zastosowanie proponowanych środków musi mieć charakter niedyskryminacyjny, w takim samym stopniu muszą się one odnosić do krajowych jak i zagranicznych NEMO. <u>[Wskazane powyżej rozwiązania zostały opisane w sposób szczegółowy, nawiązując do konkretnych przepisów, poniżej]</u>	
929.	Propozycje zmian legislacyjnych	Urząd Regulacji Energetyki	W celu umożliwienia Prezesowi URE skutecznego wykonywania obowiązku zapewnienia stosowania zakazów manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej wnoszę o rozważenie rozwinięcia w ustawie – Prawo energetyczne obowiązków wskazanych w art. 15 rozporządzenia 1227/2011, tj. obowiązku osób zajmujących się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji powiadamiania Prezesa URE o podejrzeniu, że transakcja może stanowić naruszenie art. 3 lub 5 rozporządzenia oraz ustanowienie obowiązku przekazywania Prezesowi URE przez te podmioty procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub 5 rozporządzenia.	Uwaga nieuwzględniona. Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.
930.	Propozycja zmiany brzmienia art. 38c ust. 7 pkt 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	W treści ustawy OZE nie ma regulacji wskazujących sposób rozliczania usług dystrybucyjnych dla tej części energii pobieranej z sieci przez członków spółdzielni energetycznej, która jest na bieżąco pokrywana energią wprowadzaną do sieci przez innych członków tej spółdzielni. Chodzi o tzw. autokonsumpcję. Efekt ten „wyłącza” znaczną część energii (ok 30% - na podstawie analiz własnych) z rozliczeń pomiędzy spółdzielnią a sprzedawcą, ale nie ma żadnej regulacji, która wyłączałaby konieczność zakupu przez sprzedawcę usług dystrybucyjnych od OSD, dotyczących tej właśnie porcji energii. W efekcie sprzedawca (zobowiązany)	Uwaga nieuwzględniona Uwaga poza zakresem projektu.

			będzie ponosił dodatkowe koszty, niemożliwe do pokrycia korzyścią z dysponowania 40% energii wprowadzonej do sieci i wykorzystanej do rozliczenia energii pobranej. Propozycja zmiany treści niniejszego przepisu zakłada doprecyzowanie, że opłaty dystrybucyjne, które uiszcza sprzedawca wobec OSD, dotyczą energii pobranej przez wszystkich członków spółdzielni po wcześniejszym jej bilansowaniu z energią wprowadzoną do sieci. Propozycja zmiany: 2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej, określonej w sposób wskazany w ust. 5; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej	
931.	Propozycja zmiany brzmienia art. 38c ust. 7 pkt 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	W treści ustawy OZE nie ma regulacji wskazujących sposób rozliczania usług dystrybucyjnych dla tej części energii pobieranej z sieci przez członków spółdzielni energetycznej, która jest na bieżąco pokrywana energią wprowadzaną do sieci przez innych członków tej spółdzielni. Chodzi o tzw. autokonsumpcję. Efekt ten „wyłącza” znaczną część energii (ok 30% - na podstawie analiz własnych) z rozliczeń pomiędzy spółdzielnią a sprzedawcą, ale nie ma żadnej regulacji, która wyłączałaby konieczność zakupu przez sprzedawcę usług dystrybucyjnych od OSD, dotyczących tej właśnie porcji energii. W efekcie sprzedawca (zobowiązany) będzie ponosił dodatkowe koszty, niemożliwe do pokrycia korzyścią z dysponowania 40% energii wprowadzonej do sieci i wykorzystanej do rozliczenia energii pobranej. Propozycja zmiany treści niniejszego przepisu zakłada doprecyzowanie, że opłaty dystrybucyjne, które uiszcza sprzedawca wobec OSD, dotyczą energii pobranej przez	Uwaga nieuwzględniona Uwaga poza zakresem projektu.

			wszystkich członków spółdzielni po wcześniejszym jej bilansowaniu z energią wprowadzoną do sieci. Propozycja zmiany: 2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej, określonej w sposób wskazany w ust. 5; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej	
932.	Propozycja zmiany art. 41 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	Przedstawiona w projekcie przepisów propozycja zmiany zasad rozliczeń z prosumentami bazuje na rozszerzeniu obowiązku sprzedawcy zobowiązanego (SZ), o którym mowa w art. 41 ust. 1 uOZE, o zakup energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez mikroinstalacje. Zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 1 w zw. z art. 41 ust. 8 uOZE, cena energii elektrycznej po jakiej SZ miałby dokonywać zakupu nadwyżek energii od prosumentów ma wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne. W celu osiągnięcia w krótkim i długim horyzoncie efektywnej ekonomicznie oraz bezpiecznej technicznie integracji instalacji prosumenckich z systemem elektroenergetycznym, prosument powinien otrzymywać wynagrodzenie za energię wyprodukowaną w źródłach OZE i wprowadzoną do sieci, wyznaczane na podstawie ceny odzwierciedlającej wartość rynkową tej energii w okresie jej wprowadzenia do sieci. Cena rozliczeniowa zaproponowana w projekcie przepisów nie spełnia tego warunku, gdyż jest średnią ceną rynkową z minionego okresu, a ponadto ceną średnio ze wszystkich godzin doby.	Uwaga nieuwzględniona Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).

			Proponuje się, aby do rozliczeń była stosowana cena publikowana przez OSP zgodnie z Warunkami Dotyczącymi Bilansowania (WDB), o której mowa w pkt 4.3.1.8.1.4. WDB. Cena ta jest wyznaczana dla poszczególnych okresów rozliczeniowych na podstawie cen energii elektrycznej określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach Dnia Następnego, prowadzonych przez URBGE (uczestników rynku bilansującego typu giełdy energii). W przypadku obiektywnego braku możliwości szybkiego wdrożenia powyższego rozwiązania ze względu potrzebę dostosowania infrastruktury technicznej do realizacji rozliczeń, może zostać zastosowane przejściowe rozwiązanie uproszczone, polegające na stosowaniu w rozliczeniach cen średnich dla zadanych okresów, np. dobowych. Istotne jest jednak wówczas aby ceny średnie były wyznaczane na podstawie cen elementarnych z okresów adekwatnych do generacji źródeł odnawialnych posiadanych przez prosumentów. Ze względu na skuteczność rynkowej koordynacji rozwoju i funkcjonowania źródeł wytwórczych przedstawiona wyżej zasada powinna być stosowana do wszystkich podmiotów wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacjach, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE. Art. 41 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii otrzymuje brzmienie: <i>Cena zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, wynosi 100% rynkowej ceny energii elektrycznej, o której mowa w warunkach dotyczących bilansowania wydanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195, wyznaczonej dla poszczególnych okresów rozliczeniowych na podstawie cen energii elektrycznej określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach</i>	

			<i>Dnia Następnego, prowadzonych przez uczestników rynku bilansującego typu giełdy energii.</i>	
933.	Propozycja przeniesienia art. 41 ust. 23 ustawy o odnawialnych źródłach energii do ustawy o podatku akcyzowym	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Przepis dotyczący zwolnienia z akcyzy energii sprzedanej przez prosumenta energii odnawialnej powinien być przeniesiony do ustawy o podatku akcyzowym, ponieważ dotyczy on stricte kwestii podatkowych i powinien być ujęty w akcie prawnym dotyczącym takiego właśnie obszaru.	Uwaga nieuwzględniona Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
934.	Propozycja przeniesienia art. 41 ust. 23 ustawy o odnawialnych źródłach energii do ustawy o podatku akcyzowym	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Przepis dotyczący zwolnienia z akcyzy energii sprzedanej przez prosumenta energii odnawialnej powinien być przeniesiony do ustawy o podatku akcyzowym, ponieważ dotyczy on stricte kwestii podatkowych i powinien być ujęty w akcie prawnym dotyczącym takiego właśnie obszaru.	Uwaga nieuwzględniona Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych

				innych ustaw (Dz. U. poz 2376).
935.	Propozycja zmiany treści art. 42 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	TAURON Polska Energia	Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943 Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej. Propozycja zmiany: „1. Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.”	Uwaga uwzględniona kierunkowo Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową.
936.	Propozycja zmiany brzmienia art. 43 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943 Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej. Propozycja przepisu: „1. <i>Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych godzinowe ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.</i>”	Uwaga uwzględniona kierunkowo Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową.
937.	Propozycja zmiany brzmienia art. 43 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943 Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej. Propozycja brzmienia przepisu: „1. Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.”	Uwaga uwzględniona kierunkowo Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową.
938.	Propozycja dodania art. 52 ust. 2a do ustawy o	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia	Uwaga nieaktualna

	odnawialnych źródłach energii		energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. 5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
939.	Propozycja dodania art. 52 ust. 2a do ustawy o odnawialnych źródłach energii	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.	

			5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej</i> w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.	
940.	Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawy o odnawialnych źródłach energii	KGHM Polska Miedź	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Propozycja przepisu: 5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
941.	Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawy o	Federacja Przedsiębiorców Polskich	w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego</i>	Uwaga nieaktualna

	odnawialnych źródłach energii		<i>źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i> Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.	
942.	Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawie o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocy (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocy). PSEW popiera zgłaszane postulaty, że te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Propozycja zmiany: w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej</i> w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej	

			<i>przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
943.	Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawie o odnawialnych źródłach energii	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			mocowej)). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Propozycja przepisu: 5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a o treści: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej</i> w rozumieniu art. 3 pkt 11f) ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.	

944.	Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI	I. W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 83 ust. 2b dodanie trzech dodatkowych punktów usprawiedliwiających niedostarczenie 85% wolumenu wyprodukowanej energii zaoferowanej w aukcji: <i>„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:</i> <i>8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>9) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>10) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć.”</i> <u>UZASADNIENIE</u> 1. Brak kontroli i sterowania nad powstającym biogazem w złożu odpadów komunalnych zdeponowanych na składowisku odpadów. Biogaz składowiskowy powstaje samoistnie w złożu zdeponowanych odpadów i instalacja OZE biogazu składowiskowego nie mają kontroli i	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			sterowania nad powstającym gazem oraz na morfologię deponowanych na składowisku odpadów. Instalacje biogazu składowiskowego nie mają możliwości Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja. 2. Brak wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych Oczyszczalnie ścieków nie mają wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych. 3. Optymalizacja i obiektywizacja zdarzeń usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu wyprodukowanej energii dla biogazu rolniczego i biogazu innego. Optymalizacja i obiektywizacja jest wzorowana na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art.83 ust.3b pkt.5 i 7 UOZE).	
945.	Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego	II. W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 83 ust. 2b dodanie trzech dodatkowych punktów usprawiedliwiających niedostarczenie 85% wolumenu wyprodukowanej energii zaoferowanej w aukcji: <i>„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:</i> <i>8) naglej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków,</i>	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			<i>których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>9) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>10) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć.”</i> <u>UZASADNIENIE</u> 3. Brak kontroli i sterowania nad powstającym biogazem w złożu odpadów komunalnych zdeponowanych na składowisku odpadów. Biogaz składowiskowy powstaje samoistnie w złożu zdeponowanych odpadów i instalacja OZE biogazu składowiskowego nie mają kontroli i sterowania nad powstającym gazem oraz na morfologię deponowanych na składowisku odpadów. Instalacje biogazu składowiskowego nie mają możliwości Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja. 4. Brak wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych	

			Oczyszczalnie ścieków nie mają wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych. 5. Optymalizacja i obiektywizacja zdarzeń usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu wyprodukowanej energii dla biogazu rolniczego i biogazu innego. Optymalizacja i obiektywizacja jest wzorowana na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art.83 ust.3b pkt.5 i 7 UOZE).	
946.	Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	Propozycja dodania w art.83 ust.2b dwa przypadki usprawiedliwiające niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji: <i>„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:</i> <i>8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>8a) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> <i>9) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć.”</i>	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

947.	Propozycja dodania ust. 2c w art. 83 w ustawie o odnawialnych źródłach energii	Energa S.A.	Proponujemy uzupełnienie treści art. 83 o ustęp 2a wskazujący, że na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej z OZE w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję (w okresie każdych pełnych 3 lat oraz po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia), przyjmuje się, że energia elektryczna nie wytworzona w związku z poleceniem ograniczenia/redukcji wytwarzania, o którym mowa w planowanych do wdrożenia ust. 7a-7l do art. 9c ustawy Prawo Energetyczne. W naszej ocenie nie ma uzasadnienia dla swoistego karania wytwórcy za energię elektryczną, którą instalacja OZE mogła wygenerować natomiast została zmuszona do ograniczenia/zaprzestania produkcji w związku ze szczególną sytuacją w systemie elektroenergetycznym. Art. 5 ust. 5) otrzymuje brzmienie: „w art. 83 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: 2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży o którym mowa w ust. 2 powyżej, zakłada się, że ilość energii elektrycznej nie wytworzonej w okresach o których mowa w art. 9c ust. 7a-7l ... ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.), odpowiada ilości energii elektrycznej zadeklarowanej w ofercie przez wytwórcę, który wygrał aukcję. w art. 83 ust. 3c po zdaniu pierwszym dodaje się zdanie drugie w brzmieniu: "3c. W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu	Uwaga uwzględniona kierunkowo Przepis zostanie doprecyzowany.

			polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”;	
948.	Propozycja dodania ust. 3b w art. 83 w ustawie o odnawialnych źródłach energii	Związek Banków Polskich	1. <u>Propozycje dotyczące uczynienia aukcyjnego systemu wsparcia dla biogazowni (w tym biogazowni rolniczych) lepiej dostosowanym do specyfiki tej grupy instalacji OZE:</u> 1) Proponujemy dodanie w art. 83 ust. 3b, trzech dodatkowych przypadków usprawiedliwiających niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji: <i>„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 9 oraz 10 o następującej treści:</i> 8) <i>nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> 9) <i>zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć;</i> 10) <i>remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należyłą staranność nie był w stanie przewidzieć.”</i> Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt. 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja. W przypadku biogazu rolniczego i tzw. biogazu innego(...) przedstawiona propozycja stanowi próbę obiektywizacji kryteriów usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu, wzorowaną na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art. 83 ust. 3b pkt. 5 i 7 UOZE).	
949.	Propozycja zmiany art.. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	W przypadku zastosowania rynkowej ceny energii elektrycznej, zgodnie z propozycją z uwagi szczegółowej nr 64, w rozliczeniach pomiędzy SZ i podmiotami, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE, nie jest wymagane rozliczanie ujemnego salda przez SZ w rozliczeniach z ZR w zakresie mikroinstalacji. Dzięki temu jest likwidowane subsydiowanie skrośne w tym obszarze. Art. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii otrzymuje brzmienie: 1) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1-3, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii a wartością zakupu tej energii elektrycznej, wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1 w zakresie dotyczącym art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 oraz art. 92 ust. 1, wykazanej w sprawozdaniu oraz informacji o korektach kwot wynikających ze sprawozdań za poprzednie miesiące w przypadku zaistniałej korekty danych o ilości wytworzonej energii elektrycznej;	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu. Zasady ustalenia ceny sprzedaży energii wytworzonej przez prosumentów zostaną zmienione w celu dokładniejszego powiązania z ceną rynkową. Jednak w projekcie nie przewiduje się analogicznej zmiany w stosunku wszystkich podmiotów wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacjach, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE

950.	Propozycja dodania art. 97 ¹ do ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. 7) po art. 97 dodaje się art. 97¹ w brzmieniu: <i>Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.
951.	Propozycja dodania art. 97 ¹ do ustawy o odnawialnych źródłach energii	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

			usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. 7) po art. 97 dodaje się art. 97¹ w brzmieniu: <i>Oplaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
952.	Propozycja dodania dodać art. 97¹ w ustawie o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Propozycja zmiany: po art. 97 dodaje się art. 97(1) w brzmieniu: Oplaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

			elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.	
953.	Propozycja dodania art. 97 ¹ w ustawie o odnawialnych źródłach energii	Federacja Przedsiębiorców Polskich	po art. 97 dodaje się art. 97¹ w brzmieniu: <i>Oplaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i> Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.
954.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 97 ¹ ustawy o odnawialnych źródłach energii	KGHM Polska Miedź	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

			Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Propozycja przepisu: 7) po art. 97 dodaje się art. 97¹ w brzmieniu: <i>Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
955.	Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 97 ¹ ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

			Propozycja przepisu: 7) po art. 97 dodaje się art. 97¹ w brzmieniu: <i>Oplaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.</i>	
956.	Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	Należy rozważyć doprecyzowanie wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych – zgodnie bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu.
957.	Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Należy doprecyzować wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych. Zgodnie bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu.
958.	Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o	PGE Polska Grupa Energetyczna	Należy doprecyzować wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych. Zgodnie	Uwaga nieuwzględniona

	odnawialnych źródłach energii		bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.	Uwaga wykracza poza zakres projektu.
959.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i> W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1. doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2. wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, <i>gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.</i> Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE.	

960.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			8) art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i>	
961.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1. doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2. wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii instalacjach odnawialnego źródła energii. Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE. 8) art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia</i>	

			<i>zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i>	
962.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE. Propozycja zmiany: art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. w przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i>	
963.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, <i>gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.</i> Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE. 8) art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: <i>Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii</i>	

			<i>elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznejz instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej</i> <i>za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wnioszek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.</i>	
964.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. Propozycja zmiany: art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: 3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
965.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. 3) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.	
966.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. 8) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: 3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
967.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. 8) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: 3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
968.	Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust.	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:	Uwaga nieaktualna

	3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii		3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne. Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać.	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
969.	Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI	W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 170 po ust. 6 dodanie ust. 6a obniżającego kary za niedostarczenie 85% wolumenu produkcji energii zaoferowanej w aukcji dla instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę. „W art. 170 po ust. 6 dodaje się ust. 6a o następującej treści: 6a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o 80%.” <u>UZASADNIENIE</u> 1. Podwójne karanie przedsiębiorców. Nie znamy przedsiębiorców, którzy świadomie sabotowaliby swoją produkcję energii. Niestety zdarzenia w trakcie eksploatacji instalacji biogazowej prowadzące do zmniejszenia produkcji energii, a tym samym przychodów z prowadzonej działalności są wystarczającą karą dla przedsiębiorców. Dodawanie im jeszcze dodatkowej kary finansowej jest postrzegane przez	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			sektor biogazowy, jako nieuzasadnione represjonowanie mogące doprowadzić do bankructwa. W żadnym kraju UE nie ma takich kar finansowych. Jest to „polski wynalazek”. 2. Niszowy charakter stabilnych źródeł instalacji biogazowych, hydroenergii oraz biomasy. Powyższe technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o 80% w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu.	
970.	Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego	W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 170 po ust. 6 dodanie ust. 6a obniżającego kary za niedostarczenie 85% wolumenu produkcji energii zaoferowanej w aukcji dla instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę. „W art. 170 po ust. 6 dodaje się ust. 6a o następującej treści: 6a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o 80%.” <u>UZASADNIENIE</u> 1. Podwójne karanie przedsiębiorców. Nie znamy przedsiębiorców, którzy świadomie sabotowaliby swoją produkcję energii. Nieszczęśliwe zdarzenia w trakcie eksploatacji instalacji biogazowej prowadzące do zmniejszenia produkcji energii, a tym samym przychodów z	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			prowadzonej działalności są wystarczającą karą dla przedsiębiorców. Dodawanie im jeszcze dodatkowej kary finansowej jest postrzegane przez sektor biogazowy, jako nieuzasadnione represjonowanie mogące doprowadzić do bankructwa. W żadnym kraju UE nie ma takich kar finansowych. Jest to „polski wynalazek”. 2. Niszowy charakter stabilnych źródeł instalacji biogazowych, hydroenergii oraz biomasy. Powyższe technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o 80% w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu.	
971.	Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	Kara za niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji w przypadku instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę, zostaje obniżona o połowę w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu. Zmiana polega na dodaniu w art.170 po ust.6 nowego ust.6a. Wszystkie 3 technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf: <i>„W art.170 po ust.6 dodaje się ust.6a o następującej treści:</i>	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			6a. w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o połowę.”	
972.	Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Związek Banków Polskich	1) <u>Proponujemy obniżenie kary za niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji w przypadku instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę.</u> W art. 170 po ust. 6 proponujemy dodanie ust. 6a o następującej treści: <i>„6a. w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust. 6 ulega obniżeniu o połowę.”</i> Wszystkie 3 technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o połowę w stosunku do wielkości wynikającej z art. 170 ust. 6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu
973.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

	(Dz.U. z 2020 r., poz. 722)		znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej. Propozycja zmiany: Art. 6. w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu: Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.	
974.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722)	Grupa Azoty	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej. Propozycja zmian: Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu: Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.

			<i>nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
975.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722)	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu: <i>Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i> Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.
976.	Propozycja dodania przepisu	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii	Uwaga nieuwzględniona

	wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722)		elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej. Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany: <i>1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu: Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy.
977.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej. Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu: <i>Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
978.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany: <i>1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
979.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
980.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468)	KGHM Polska Miedź	Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja przepisu:	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
981.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja zmian: Art. 3. w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.	
982.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468)	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: <i>Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i> Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów.	
983.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468)	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów.	
984.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja zmiany: Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu: 51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.	
985.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247)	KGHM Polska Miedź	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja przepisu: Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: <i>1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu: 51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.
986.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:	Uwaga nieuwzględniona

	dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247)		1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 5¹ w brzmieniu: <i>5¹ Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i> Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwić upowszechnianie takich umów.	Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.
987.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu: <i>51 Oplaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
988.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów.	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			Propozycja zmiany: Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: <i>1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:</i> <i>51 Oplaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
989.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247)	Grupa Azoty	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja zmiany: Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: <i>1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:</i>	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			<i>51 Oplaty mocy nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
990.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247)	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocy. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany: 1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 5¹ w brzmieniu: <i>5¹ Oplaty mocy nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych</i>	Uwaga nieuwzględniona Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II.

			<i>źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
991.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja przepisu: Art. 4. w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
992.	Propozycja dodania przepisu	KGHM Polska Miedź	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy	Uwaga nieaktualna

	wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144)		sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocy. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkiem, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja przepisu: <i>Art. 4. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:</i> 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: <i>Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
993.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej	Federacja Przedsiębiorców Polskich	Propozycja przepisu: Art. 4. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: <i>Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

	kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144)		<i>umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i> Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów.	
994.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144)	Grupa Azoty	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Propozycja zmiany: Art. 4. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: <i>1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: Oplaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
995.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144)	Polska Izba Przemysłu Chemicznego	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jakie nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 4. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: <i>Oplaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
996.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG)	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: <i>Oplaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

			<i>dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	
997.	Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144)	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Obciążenia regulacyjne mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej. Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: <i>Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.</i>	Uwaga nieaktualna Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.
998.	Propozycja dodania ust. 3 w art. 364 ustawy z	TAURON Polska Energia	Proponujemy uwzględnienie w projektowanej regulacji zmiany w ustawie Prawo zamówień publicznych.	Uwaga nieuwzględniona

	dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych		Ustawa Prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r. (dalej: PZPN) w dokonała zmiany w zakresie przepisów dotyczących zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i świadectw efektywności energetycznej, które funkcjonują na rynku energii elektrycznej, a których koszt jest przenoszony przez wszystkich sprzedawców energii elektrycznej na odbiorców końcowych. Poprzednia ustawa Prawo zamówień publicznych z 2004 r. (dalej: PZPS) w art. 138a zwalniała zamawiających sektorowych ze stosowania jej przepisów w zakresie zakupu „świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 545, 1030 i 1210)”. Nowe regulacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2021 r. stanowią znaczący problem w działalności ww. przedsiębiorstw. Zwolnienie podmiotowe (dla zamawiających sektorowych) określone w PZPN ma węższy zakres, niż zwolnienie w przepisach dotychczasowych, w tym nie obejmuje zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej. Podsumowując zmiany w PZPN, w przypadku zakupu ww. świadectw o wartości przekraczającej tzw. próg unijny (który dla zamawiających sektorowych wynosi 1 827 260 zł netto), nieprzeznaczonych do dalszej	Uwaga wykracza poza zakres projektu

			odsprzedaży, konieczne będzie zastosowanie przepisów PZPN: • dla transakcji przeprowadzanych na sesjach TGE S.A. – w trybie z wolnej ręki; • dla transakcji pozasesyjnych (OTC) – powinny być zawierane po przeprowadzeniu postępowania w oparciu o odpowiedni tryb PZP. Postępowania w sprawie zamówień publicznych przeprowadza się wówczas, gdy zasadne jest tworzenie po stronie kontrahentów zamawiających warunków gry bazujących na zasadzie konkurencji. Natomiast system wsparcia związany z obowiązkiem nabywania świadectw pochodzenia energii od początku opierał się na założeniu wspierania polityki ochrony środowiska. W tym celu stworzono system zachęt finansowych dla wytwórców energii elektrycznej z OZE i skorelowanych z nimi ustawowych obowiązków nałożonych na niektóre przedsiębiorstwa energetyczne. W związku z powyższym proponujemy powrót do całkowitego wyłączenia zakupu ww. świadectw z procedur zakupowych objętych PZPN. Dodatkowo, dla przejrzystości, wyłączeniem tym proponujemy objąć również gwarancje pochodzenia. 1) Propozycja dodania do art. 364 ust. 3 do ustawy „Zamawiający prowadzący działalność, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt. 2, 3 i 7, nie stosują ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej	

			oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.” 1) Alternatywnie można rozszerzyć art. 364 ust. 1 pkt. 1: „1. Zamawiający prowadzący działalność sektorową, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt 2, 3 i 7, nie stosują przepisów ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na: 1) dostawy energii oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakup świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”	
999.	Propozycja dodania ust. 3 w art. 364 ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych	Polski Komitet Energii Elektrycznej	Proponujemy uwzględnienie w projektowanej regulacji zmiany w ustawie Prawo zamówień publicznych. Ustawa Prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r. (dalej: PZPN) w dokonała zmiany w zakresie przepisów dotyczących zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i świadectw efektywności energetycznej, które funkcjonują na rynku energii elektrycznej, a których koszt jest przenoszony przez wszystkich sprzedawców energii elektrycznej na odbiorców końcowych. Poprzednia ustawa Prawo zamówień publicznych z 2004 r. (dalej: PZPS) w art. 138a zwalniała zamawiających sektorowych ze stosowania jej przepisów w zakresie	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			zakupu „świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 545, 1030 i 1210)”. Nowe regulacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2021 r. stanowią znaczący problem w działalności ww. przedsiębiorstw. Zwolnienie podmiotowe (dla zamawiających sektorowych) określone w PZPN ma węższy zakres, niż zwolnienie w przepisach dotychczasowych, w tym nie obejmuje zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej. Podsumowując zmiany w PZPN, w przypadku zakupu ww. świadectw o wartości przekraczającej tzw. próg unijny (który dla zamawiających sektorowych wynosi 1 827 260 zł netto), nieprzeznaczonych do dalszej odsprzedaży, konieczne będzie zastosowanie przepisów PZPN: • dla transakcji przeprowadzanych na sesjach TGE S.A. – w trybie z wolnej ręki; • dla transakcji pozasesyjnych (OTC) – powinny być zawierane po przeprowadzeniu postępowania w oparciu o odpowiedni tryb PZP. Postępowania w sprawie zamówień publicznych przeprowadza się wówczas, gdy zasadne jest tworzenie po stronie kontrahentów zamawiających warunków gry bazujących na zasadzie konkurencji. Natomiast system wsparcia związany z obowiązkiem nabywania	

			świadczeń pochodzenia energii od początku opierał się na założeniu wspierania polityki ochrony środowiska. W tym celu stworzono system zachęt finansowych dla wytwórców energii elektrycznej z OZE i skorelowanych z nimi ustawowych obowiązków nałożonych na niektóre przedsiębiorstwa energetyczne. W związku z powyższym proponujemy powrót do całkowitego wyłączenia zakupu ww. świadectw z procedur zakupowych objętych PZPN. Dodatkowo, dla przejrzystości, wyłączeniem tym proponujemy objąć również gwarancje pochodzenia.) Propozycja dodania do art. 364 ust. 3 do ustawy „Zamawiający prowadzący działalność, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt. 2, 3 i 7, nie stosują ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.” 1) Alternatywnie można rozszerzyć art. 364 ust. 1 pkt. 1: „1. Zamawiający prowadzący działalność sektorową, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt 2, 3 i 7, nie stosują przepisów ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na:	

			1) dostawy energii oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakup świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”	
1000.	Propozycja zmiany przepisów ustawy o giełdach towarowych oraz ustawy o obrocie instrumentami finansowymi	Towarowa Giełda Energii	W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 3a ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Oświadczenia woli składane w związku z dokonywaniem czynności w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz prawami lub obowiązkami, dotyczącymi usług, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz w art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, mogą być składane w postaci elektronicznej.” 2) w art. 5 po ust. 2j dodaje się ust. 2k w brzmieniu: „2k. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również organizować obrót usługami, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.” 3) w art. 5 po ust. 3b dodaje się ust. 3c w brzmieniu: „3c. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również dokonywać rozliczeń transakcji, o których mowa w ust. 2k, oraz dokonywać zgłoszeń tych transakcji do podmiotu prowadzącego właściwy rejestr lub system, a także przysyłać informacje o takich transakcjach do innych podmiotów, jeżeli taki obowiązek spoczywa na stronie transakcji zgodnie z przepisami prawa.” 4) w art. 9 dodaje się ust. 11 w brzmieniu:	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			„11. Podmioty, o których mowa ust. 3 pkt 1 i pkt 2 mogą być uczestnikami rynku, o którym mowa w art. 5 ust. 2k, w zakresie prowadzenia działalności dotyczącej usług, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w imieniu własnym na rachunek dającego zlecenie.” 5) W art. 14 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b – 2e, z zastrzeżeniem ust. 3a.” 6) w art. 14 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Spółka prowadząca giełdową izbę rozrachunkową może także dokonywać obsługi finansowej, wykonywać zadania określone w art. 15 ust. 5 i 6 oraz dokonywać zgłoszeń transakcji zawartych w obrocie, o którym mowa w art. 5 ust. 2k ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312).” W ustawie z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 328, 1798 i 680), w art. 68a po ust. 14a dodaje się ust. 14b w brzmieniu: „14b. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14, może prowadzić działalność w zakresie określonym w art. 14 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.”	
1001.	Propozycja zmiany w art. 54 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312)	Urząd Regulacji Energetyki	Obecnie obowiązujące regulacje prawne nie w pełni umożliwiają Prezesowi URE skuteczne i kompleksowe wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego przewidzianych w rozporządzeniu 1227/2011. Nie zawsze bowiem możliwe jest dokonanie przez Prezesa URE rzetelnej oceny wykonywania przez uczestników rynku energii obowiązków oraz przestrzegania zakazów wynikających z tego rozporządzenia, w związku z ograniczonym zakresem podmiotowym i przedmiotowym informacji, o jakie może występować Prezes URE. Obowiązujące przepisy nie przyznają	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			Prezesowi URE wprost np. uprawnienia do żądania od Towarowej Giełdy Energii S.A. informacji objętych tajemnicą zawodową (w zakresie nie objętym kontrolą wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne). W związku z wątpliwościami, czy obecnie obowiązująca regulacja (art. 54 ustawy o giełdach towarowych) zwalnia TGE S.A. z obowiązku zachowania tajemnicy zawodowej w zakresie informacji niezbędnych do oceny przez Prezesa URE wykonania przez uczestników hurtowego rynku energii obowiązków, o których mowa w rozporządzeniu 1227/2011, została zaproponowana ww. zmiana tego przepisu. TGE S.A. bowiem jest podmiotem, który posiada informacje, które znacznie ułatwiłyby, a często nawet umożliwiłyby Prezesowi URE skuteczne wykonywanie obowiązków wynikających z rozporządzenia 1227/2011 już na etapie poprzedzającym ewentualne wszczęcie postępowania wyjaśniającego REMIT lub przeprowadzenie kontroli REMIT lub wszczęcie postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Proponuję nadanie pkt 9 w art. 54 ust. 1 ustawy o giełdach towarowych następującego brzmienia: „9) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki - w zakresie niezbędnym do: - kontroli wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty obowiązków określonych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, - realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;”.	

1002.	Propozycja zmiany art. 10 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922)	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	Propozycja zmiany w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2020 r. poz. 293, z późniejszymi zm.), w której art. 10 ust. 2a otrzymuje brzmienie: <i>„2a. Jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 1000 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, w studium ustala się ich rozmieszczenie, z wyłączeniem:</i> <i>1) wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki – w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne (Dz. U. z 2020 r. poz. 2052);</i> <i>2) urządzeń innych niż wolnostojące.”.</i>	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu
1003.	Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922)	Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI	Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę instalacji biogazowych. Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			uchybienia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych (np. o mocy do 500kW), związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania. Mając na uwadze powyższe proponujemy: <i>„W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6:</i> <i>5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”</i> <i>6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:</i> <i>1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu</i>	

			rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji, 2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.” <u>UZASADNIENIE</u> 1. Odblokowanie procesów inwestycyjnych. Wprowadzenie powyższych zapisów umożliwi: • odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, • uzyskanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowane przepisy jednocześnie chronią tereny, które ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy. Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.	

			2. Optymalne wykorzystanie lokalizacji i infrastruktury technicznej na składowiskach odpadów komunalnych i oczyszczalniach ścieków. Lokalizowanie inwestycji budowy instalacji biogazowych i fotowoltaicznych w obrębie już istniejących składowisk komunalnych i oczyszczalni ścieków jest optymalizacją wykorzystania: • Terenów już eksploatowanych i posiadających decyzje środowiskowe, • Istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej i transportowej, Powyższe rozwiązanie wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP.	
1004.	Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922)	Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego	Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę instalacji biogazowych. Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia łaadowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych (np. o mocy do 500kW), związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania. Mając na uwadze powyższe proponujemy: <i>„W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6:</i> <i>5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”</i> <i>6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:</i> <i>1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,</i>	

			2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.” <u>UZASADNIENIE</u> 3. Odblokowanie procesów inwestycyjnych. Wprowadzenie powyższych zapisów umożliwi: • odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, • uzyskanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowane przepisy jednocześnie chronią tereny, które ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy. Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.	

			4. Optymalne wykorzystanie lokalizacji i infrastruktury technicznej na składowiskach odpadów komunalnych i oczyszczalniach ścieków. Lokalizowanie inwestycji budowy instalacji biogazowych i fotowoltaicznych w obrębie już istniejących składowisk komunalnych i oczyszczalni ścieków jest optymalizacją wykorzystania: • Terenów już eksploatowanych i posiadających decyzje środowiskowe, • Istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej i transportowej, Powyższe rozwiązanie wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP.	
1005.	Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922)	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego	Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę biogazowni, w tym biogazowni rolniczych. Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych o mocy do 500kW, związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania. W art.15 ust.5 UPZP proponujemy dodanie ust.5 i 6 oraz 7: „5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.” „6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację: 1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji, 2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”	

			„7. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 0,5 MW ale nie większej niż 1 MW, lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest: 1) zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych, 2) przestrzennie i funkcjonalnie powiązana z chowem lub hodowlą norek w liczbie nie mniejszej niż 105 DJP, a w przypadku zwierząt innych niż norki w liczbie nie mniejszej niż 210 DJP.” Zaproponowane brzmienie przepisów ma umożliwić odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, umożliwiając tym samym uzyskiwanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowany przepis chroni jednocześnie tereny, które Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy. Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej	

			na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć. Z kolei lokalizacja wszelkiego rodzaju biogazowni na terenach przewidzianych na lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP. W ust.7 zaproponowano uregulowanie szczególnych zasad lokalizacji biogazowni o mocy do 1MW w sytuacji gdy są one powiązane z chowem i hodowlą zwierząt w rozmiarze, który na podstawie odrębnych przepisów powoduje, że zawsze jest w takiej sytuacji przeprowadzana pełna ocena oddziaływania na środowisko, a tym samym lokalizacja biogazowni przy takiej fermie będzie zawsze poddana łącznej ocenie oddziaływania na środowisko.	
1006.	Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922)	Związek Banków Polskich	2. Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę biogazowni, w tym biogazowni rolniczych. Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500 kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres projektu

			społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych o mocy do 500 kW, związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania. W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6: <i>„5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”</i> <i>„6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:</i> <i>1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu</i>	

			<i>lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,</i> <i>2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”</i> Zaproponowane brzmienie przepisów ma umożliwić odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, umożliwiając tym samym uzyskiwanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowany przepis chroni jednocześnie tereny, które Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy. Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.	

			Z kolei lokalizacja wszelkiego rodzaju biogazowni na terenach przewidzianych na lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP.	
1007.	Propozycja zmiany art. 16 ust. 1 pkt 18 ustawy z dnia 28 października 2002 r. o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary (Dz. U. 2020 r. poz. 358)	Urząd Regulacji Energetyki	Analogicznie jak w przypadku regulacji dotyczącej odpowiedzialności podmiotu zbiorowego za prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu tymi paliwami z zagranicą bez wymaganej koncesji, proponuje się wprowadzenie regulacji dotyczącej odpowiedzialności podmiotu zbiorowego za dokonanie manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. Z uwagi na charakter tej odpowiedzialności uruchamiana jest ona dopiero w sytuacji uprzedniego stwierdzenia odpowiedzialności karnej osoby wskazanej w art. 3 ustawy o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary, która dopuściła się czynów zabronionych. Ma ona więc charakter represyjny. Możliwość nałożenia sankcji karnych na przedsiębiorstwa energetyczne (a także ewentualnie inne podmioty zbiorowe) za czyny popełnione przez pracowników (lub inne osoby fizyczne) reprezentujących te przedsiębiorstwa będzie stanowiła dla nich istotny czynnik mobilizujący do sprawowania należytego nadzoru nad działaniami osób fizycznych reprezentujących te podmioty, podejmowanymi na hurtowych rynkach energii. Dodatkowo należy zauważyć, że beneficjentem potencjalnych korzyści (majątkowych i niemajątkowych) z przestępstw, o których mowa w art. 57a i art. 57b ustawy – Prawo energetyczne będzie w znacznej mierze podmiot zbiorowy, na rzecz którego dane osoby fizyczne działają.	Uwaga nieuwzględniona Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej.

			Proponuję nadanie art. 16 ust. 1 pkt 18 ustawy o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary następującego brzmienia: „18) określone w art. 57a, art. 57b i art. 57g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.);”.	
1008	Dotyczy ustawy o odnawialnych źródłach energii w zakresie prosumentów i zmiany systemu opustów	1. Apel Plus48.net.sp.z o.o. 2. Artur Falkowski 3. Mateusz Kuligowski 4. Alert Strefa Energii 5. Paweł Lechowicz 6. Anetta Zoń 7. Argo Sp. z o.o 8. comi.eco sp. z o.o. 9. Daniel Kozłowski 10. Eko-Prąd 11. Ekspert PV 12. Emilia Kaczyńska 13. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Damian Płotczyk 14. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Iwona Groszyk 15. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Kacper Pałubiński 16. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Olga Pawłowska 17. Etikon Anna Turek 18. Fabian Lewański 19. GorzynPV 20. Grzegorz Zwoliński 21. Heliospower Sp. z o.o. 22. Info Energia Group sp. z o.o.	Dotyczy: Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Likwidacja systemu opustów 31 grudnia 2021, może nieść za sobą szereg negatywnych konsekwencji: • Likwidacja wielu miejsc pracy w roku 2022 oraz kłopoty dla wielu polskich przedsiębiorców • Zagrożenie utraty środków unijnych, zwłaszcza tych przeznaczonych na programy parasolowe, które bazują właśnie na net meteringu, uniemożliwiając wręcz sprzedaż energii do sieci. Część projektów jeszcze jest procedowana, środki są przyznane, a przyszli beneficjenci zainwestowali już pieniądze w audyty swoich domów. • Skokowo rosnący popyt w II półroczu 2021 będzie powodować wzrost cen instalacji, zmniejszenie ich opłacalności i efektywności ekonomicznej oraz prawdopodobieństwo obniżenia jakości wykonywania usług przez mocno obciążone pracą firmy wykonawcze. • Zagrożenie oligopolem na rynku mikroinstalacji fotowoltaicznych od roku 2022 ponieważ niewiele firm będzie dysponowało środkami na przystosowanie się do nowych reguł w tak krótkim czasie. • niesprawiedliwie traktowanie prosumentów w stosunku do innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, wobec których prosumenci zmuszani są do działań w pełni rynkowych. Uwidacznia się tu kontrast w stosunku do wsparcia dla dużych instalacji fotowoltaicznych poprzez aukcje OZE, podczas gdy obywatele będą zmuszeni sprzedawać energię taniej niż duże podmioty biznesowe.	Ze względu na to, że wszystkie wskazane w podmioty zgłosiły uwagę tej samej treści, została wskazana tylko raz w projekcie. Uwaga nieaktualna Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.

	23. Iwona Jasińska 24. Jakub Kroplewski 25. Jakub Wysocki 26. Jan Grabowski 27. Kacper Gajos 28. Karolina Niedźwiedź 29. Łukasz Gajda 30. Marcin Barański 31. Marcin Bęgiak 32. Marcin Bober 33. Mariusz Harasiemowicz 34. Mariusz Trzeciak 35. Michał Szychowski 36. Mikołaj Konieczka 37. Multisun sp. z o.o. sp. k. - Krzysztof Misiewicz 38. Paweł Batkiewicz 39. Perfect CO sp. z o.o. 40. Praga sp. z o.o. - Błażej Łuczak 41. Praga sp. z o.o. - Dawid Papież 42. Praga sp. z o.o. - Ewelina Walichrowska 43. Praga sp. z o.o. – Kacper Leżała 44. Praga sp. z o.o. - Konrad Dybul 45. Praga sp. z o.o. - Krystian Zagajewski 46. Praga sp. z o.o. - Krzysztof Fabisz 47. Praga sp. z o.o. - Krzysztof Szkopek 48. Praga sp. z o.o. - Monika Łupińska 49. Praga sp. z o.o. - Przemysław Wermer	- Projekt ustawy zakłada powstanie zupełnie nowych podmiotów na rynku energii - np agregatorów, którzy w przyszłości będą odgrywać kluczową rolę w rozliczaniu prosumentów zapewniając im dodatkowe korzyści finansowe z posiadanych mikroinstalacji. Niemniej jednak do realnego wprowadzenia tego typu podmiotów na rynku energii konieczny jest znacznie dłuższy niż zakłada ustawa okres przejściowy. - Ograniczenie tzw. “local contentu”. Koncentracja fotowoltaiki w dużych projektach to mniej miejsca na rynku dla polskich producentów, firm inżynieryjno-projektowych oraz instalacyjnych. W związku z powyższym w odniesieniu do opublikowanego projektu nowelizacji ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii wnoszę o: - Wydłużenie daty obowiązywania systemu opustów dla nowych prosumentów z zaproponowanego w projekcie ustawy 31 grudnia 2021r. na 31 grudnia 2023r. czyli do granicznej daty przewidzianej w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944. - Zagwarantowanie prosumentom w nowym systemie możliwości sprzedaży energii w cenie sprawiedliwej uwzględniającej realną wartość tej energii biorąc pod uwagę odnawialne źródło jej wytworzenia. Minimalnie powinna być to cena nie niższa niż wartość brutto po, której prosument kupuje energię od sprzedawcy bez kosztów jej dystrybucji czyli cena istotnie wyższa niż zaproponowana w ustawie średnia cena energii z poprzedniego kwartału ogłoszona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Z kolei ujemne saldo jeżeli wystąpi u sprzedawcy energii powinno być pokrywane z opłaty OZE.	

		50. PV Energia Polska Evan s.c. 51. Roman Kowalski 52. Sansolar sp. z o.o. 53. Sebastian Jasiński 54. Soltech Energy Maciej Rolski Wachowiak s.c. 55. ThermaEco- Fotowoltaika Rafał Chmiela 56. Tomek Dadura 57. Wiktor Jasiński 58. Wojciech Kieras 59. Your Way sp. z o.o. 60. Zbigniew Wasielewski 61. Dominika Kucharska 62. Łukasz Maciejczak 63. Mateusz Czajka - Strefa Energii 64. Władysław Soćko 65. Adrian Plebanek 66. Jakub Gruca 67. Wojciech Łopatyński 68. Paweł Wojciechowski 69. Arkadiusz Jędrzejczyk 70. Strefa Energii - Karolina Szmytka 71. Monika Falkiewicz - Strefa Energii 72. Michał Sznilik - Strefa Energii 73. Jakub Lis - Strefa Energii 74. Aleksandra Misiak - Strefa Energii 75. Joanna Ryszka - Janik - Strefa Energii 76. Aleksandra Każmierczyk - Strefa Energii		

		77. Helena Mosztak - Strefa Energii 78. Joanna Domagała - Strefa Energii 79. Marcei Strzelczyk - Strefa Energii 80. Kamil Jóźwiak - Strefa Energii 81. Rafał Świdrak - Strefa Energii 82. Krzysztof Natkaniec - Strefa Energii 83. Piotr Janus - Strefa Energii 84. Michał Kiedrzyń - Strefa Energii 85. Kamil Nowiński - Strefa Energii 86. Artur Witek - Strefa Energii 87. Mateusz Ciągło - Strefa Energii 88. Arkadiusz Raab - Strefa Energii 89. Karolina Piechulska - Strefa Energii 90. Kamila Lange - Strefa Energii 91. Stanisław Skrobecki - Strefa Energii 92. Yelyzaveta Vereshchak - Strefa Energii 93. Kamila Tobiasz - Strefa Energii 94. Marta Wawro - Strefa Energii 95. Krystian Paszek - Strefa Energii		

		96. Barbara Brańska - Strefa Energii 97. Natalia Starczynowska - Strefa Energii 98. Wiktoria Lach - Strefa Energii 99. Natalia Uriupina - Strefa Energii 100. Marlena Szpak - Strefa Energii 101. Sebastian Niziński - Strefa Energii 102. Paweł Lej 103. Mateusz Mackiewicz 104. Marcin Łopatyński 105. Anna Jodłowska - Strefa Energii 106. Katarzyna Stałowska - Strefa Energii 107. Wojciech Deptuła - Strefa Energii 108. Kępiński Paweł - Strefa Energii 109. Paulina Gębka - Strefa Energii 110. Bartosz Peciak - Strefa Energii 111. Anna Pataj - Strefa Energii 112. Mateusz Brodacki - Strefa Energii 113. Łukasz Mika - Strefa Energii 114. Dawid Jeleń - Strefa Energii 115. Dawid Kreska - Strefa Energii 116. Marzena Bigaj - Strefa Energii		

		117. Faustyna Dzioba - Sterfa Energii 118. Romano Mateusz - Strefa Energii 119. Agata Górniak - Strefa Energii 120. Edyta Skulimowska - Sterfa Energii 121. Kornelia Kaczara - Strefa Energii 122. Szymon Stefański - Strefa Energii 123. Marcin Olek - Strefa Energii 124. Inna Yanovska - Strefa Energii 125. Maciej Kosieniak - Strefa Energii 126. Paweł Smoleń - Strefa Energii 127. Grzegorz Szabla - Strefa Energii 128. NaSwoim- Folie Grzewcze, Pompy Ciepła, Fotowoltaika 129. Anita Broszko 130. Dominique Trychan 131. Klaudia Rusak 132. Daniel Buda 133. Marek Głuszak - Strefa Energii 134. Klaudia Tomasik - Strefa Energii 135. Krzysztof Tabaszewski - Strefa Energii 136. Daniel Męcik - Strefa Energii 137. Bartosz Misiewicz - piTERN Sp. z o.o.		

		138. Anna Sokalska 139. Marcin Lasota 140. Maciej Janiczek 141. Mateusz Pawlak		

Minister Klimatu i Środowiska

Konsultacje Publiczne projektu ustawy

ZGŁOSZENIE

Zainteresowania pracami nad projektem UC74

ustawy zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii -
Zmiany danych*

A. Oznaczenie podmiotu zainteresowanego pracami nad projektem

1. Nazwa/~~imię i nazwisko~~** Zarządca Rozliczeń S.A.

wpisana do rejestru przedsiębiorców pod numerem KRS 0000292313

2. Siedziba/~~miejsce zamieszkania~~** 00-679 Warszawa, ul. ul. Tytusa Chałubińskiego 8, 00-613 Warszawa

3. Adres do korespondencji ul. Tytusa Chałubińskiego 8, 00-613 Warszawa

1. Adres e-mail: sekretariat@zrsa.pl

B. Wskazanie osób uprawnionych do reprezentowania podmiotu wymienionego w części A w pracach nad projektem

Lp.	Imię i nazwisko	Adres
1.	Jan Bogolubow - Prezes Zarządu	ul. Tytusa Chałubińskiego 8, 00-613 Warszawa
2.	Maciej Chrost - Prokurent	ul. Tytusa Chałubińskiego 8, 00-613 Warszawa
3.		
4.		

C. Opis postulowanego rozwiązania prawnego, ze wskazaniem interesu będącego przedmiotem ochrony

Zarządca Rozliczeń S.A. jest jednym z podmiotów realizujących zadania m. in. na podstawie zmienianej ustawy o odnawialnych źródłach energii w związku z czym jest zainteresowany w niebudzącym wątpliwości interpretacyjnych uregulowaniu rozstrzygnięć prawnych na gruncie ustawy – Prawo energetyczne zapewniających dostęp do danych pomiarowych, co jest niezbędne dla prawidłowej realizacji zadań ustawowych.

Dodatkowym uzasadnieniem naszego zgłoszenia jest praktyczne doświadczenie zebrane przez Spółkę w toku dotychczasowej działalności w realizacji innych zbliżonych programów i gotowość do podzielenia się nim z projektodawcami w formie analiz i głosu doradczego.

Opis postulowanych poprawek wraz z uzasadnieniem

Uwagi Spółki dotyczą głównie nowego systemu pomiarowego energii elektrycznej wprowadzonego ostatnią nowelizacją ustawy - Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. **Poniższe propozycje zmian mają na celu doprecyzowanie przepisów tak, aby uniknąć wątpliwości prawnych oraz aby nie było konieczne dokonywanie nowelizacji dostosowujących te przepisy do często zmieniającego się zakresu zadań Spółki.**

Dane pomiarowe beneficjentów systemów wsparcia realizowanych przez Spółkę, dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej sprzedanej i wprowadzonej do sieci są niezbędne w celu właściwego ustalenia wielkości wsparcia i tym samym prawidłowego wykorzystania środków publicznych.

1. **Punktowi 5 w ust. 1 w art. 11zc.** ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać brzmienie:

„5) Zarządcy Rozliczeń S.A. - w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa;”

Uzasadnienie

W ocenie Spółki brzmienie tego przepisu już obecnie jest nieadekwatne do aktualnych zadań Spółki, a tym bardziej może się stać takim w przyszłości w związku z często zmieniającym się zakresem zadań. Przyjęcie proponowanego rozwiązania pozwoli uniknąć dokonywania częstych nowelizacji tego przepisu.

W chwili obecnej Spółka realizuje zadania określone nie tylko w ustawach wymienionych w obecnym brzmieniu ww. przepisu, **ale także w następujących ustawach:**

- 1) ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- 2) ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- 3) ustawa z dnia 8 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym i zmianie niektórych innych ustaw.

Spółka podkreśla, że dane pomiarowe beneficjentów systemów wsparcia realizowanych przez Spółkę, dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej sprzedanej i wprowadzonej do sieci są niezbędne także w odniesieniu do kalkulowania wysokości wsparcia wypłacanego na podstawie ww. ustaw.

Z uwagi na częste zmiany zakresu zadań oraz możliwe jego dalsze rozszerzenie, **wskazane jest zastosowanie katalogu otwartego, analogicznie jak np. w przypadku Prezesa Głównego Urzędu Miar w pkt. 8.**

2. **W ust. 5 w art. 11zc.** ustawy - Prawo energetyczne proponuje się **punktowi 9** nadać poniższe brzmienie, zmieniając jednocześnie odpowiednio numerację kolejnego punktu:

„9) Zarządcy Rozliczeń S.A. ;”

Uzasadnienie

Proponowana zmiana ma celu uniknięcie wątpliwości prawnych. Zarządca Rozliczeń S.A. realizuje zadania w różnych systemach wsparcia, których zakres jest złożony i zmienny. Dodanie Spółki jako wymienionego wprost z nazwy podmiotu uprawnionego do danych zagregowanych jest uzasadnione zmieniającym się zakresem zadań Spółki, możliwością usprawnienia wykonywania tych zadań oraz tym, że zgodnie z projektem Spółka posiadać będzie dostęp do danych jednostkowych. Tym bardziej więc uzasadnione jest zapewnienie także dostępu do danych zagregowanych. Wykorzystywanie w tym celu obecnego ogólnego pkt 9 będzie utrudnione i może budzić wątpliwości interpretacyjne.

3. **Ustępowi 6 w art. 11zc.** ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie:

„6. Dostęp **podmiotów** uprawnionych ~~użytkowników systemu~~ do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu **przez te podmioty w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh,** odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne.”

Uzasadnienie

Propozycja konieczna w celu uniknięcia wątpliwości prawnych. Obecne brzmienie ogranicza bezpłatny dostęp tylko do użytkowników systemu, którymi zgodnie z definicją art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo energetyczne są podmioty dostarczające lub zaopatrywane w paliwo gazowe lub energię elektryczną. W dodatku przepis można odczytać tak, że uprawnieni do takiego dostępu są tylko ci użytkownicy systemu, którzy będą realizować procesy wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh.

Tymczasem **bezpłatny dostęp powinien dotyczyć także pozostałych podmiotów, które są uprawnione do dostępu do informacji w celu realizacji obowiązków ustawowych i są organami administracji państwowej lub jak Spółka – podmiotami wykonującymi zadania publiczne.**

Wydaje się zresztą, że taka jest intencja projektodawcy, który miał na myśli wszystkich użytkowników centralnego systemu informacji rynku energii, a nie tylko użytkowników systemu w rozumieniu art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo energetyczne, czyli wszystkie uprawnione podmioty. Obecne brzmienie nie oddaje tej intencji w sposób właściwy.

4. Konsekwentnie we wstępie **ust. 1** oraz w **pkt. 6 ust. 1 art. 11y.** ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie:

„Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie **uprawnionych podmiotów** ~~użytkowników systemu~~.”

„6) udostępnia uprawnionym **podmiotom** ~~użytkownikom systemu~~ informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i na warunkach określonych w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.”

Uzasadnienie

Jak powyżej.

5. Dodatkowo Spółka zwraca uwagę, że w ustawie - Prawo energetyczne używane są niezdefiniowane pojęcie:

„użytkownik/ownicy systemu elektroenergetycznego” (np. w art. 4k ust. 1, w art. 9g ust. 5c pkt 1a i pkt 3, w art. 11 x, w art. 11zc, art. 11zh ust. 2 pkt 3);
1)).

Uzasadnienie

Zdefiniowany jest tylko „użytkownik systemu”, którego, jak się wydaje, należy identyfikować „użytkownikiem systemu elektroenergetycznego”, ale nie jest to jednoznaczne. Brak zdefiniowania pojęć lub niejednolitość ich stosowania może budzić wątpliwości interpretacyjne.

W związku z powyższym Spółka uprzejmie prosi o rozważenie proponowanych zmian oraz wprowadzenie ich do projektu na aktualnym etapie prac legislacyjnych.

D. Załączone dokumenty

1.	
2.	
3.	

~~E. Niniejsze zgłoszenie dotyczy Uzupełnienia braków formalnych / Zmiany danych **~~

~~zgłoszenia dokonanego dnia~~
(proszę podać z części F poprzedniego zgłoszenia)

F. Osoba składająca zgłoszenie

Imię i nazwisko:	Data	Podpis
Jan Bogolubow		

G. Klauzula odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań

Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia

.....

(podpis)

* Jeżeli zgłoszenie nie jest składane w trybie art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbinglej w procesie stanowienia prawa, treść: „— Zgłoszenie zmiany danych” skreśla się.

** Niepotrzebne skreślić.

Pouczenie:

1. Jeżeli zgłoszenie ma na celu uwzględnienie zmian zaistniałych po dacie wniesienia urzędowego formularza zgłoszenia (art. 7 ust. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbinglej w procesie stanowienia prawa) lub uzupełnienie braków formalnych poprzedniego zgłoszenia (§ 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 sierpnia 2011 r. w sprawie zgłaszania zainteresowania pracami nad projektami aktów normatywnych oraz projektami założeń projektów ustaw (Dz. U. Nr 181, poz. 1080)), w nowym urzędowym formularzu zgłoszenia należy wypełnić wszystkie rubryki, powtarzając również dane, które zachowały swoją aktualność.

2. Część B formularza wypełnia się w przypadku zgłoszenia dotyczącego jednostki organizacyjnej oraz w sytuacji, gdy osoba fizyczna, która zgłasza zainteresowanie pracami nad projektem założeń projektu ustawy lub projektem aktu normatywnego, nie będzie uczestniczyła osobiście w tych pracach.

3. W części D formularza, stosownie do okoliczności, uwzględnia się dokumenty, o których mowa w art. 7 ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbinglej w procesie stanowienia prawa, a także pełnomocnictwa do wniesienia zgłoszenia lub do reprezentowania podmiotu w pracach nad projektem aktu normatywnego lub projektu założeń projektu ustawy.

4. Część E formularza wypełnia się w przypadku uzupełnienia braków formalnych lub zmiany danych dotyczących wniesionego zgłoszenia.



Minister do Spraw Unii Europejskiej

DPUE.920.2265.2021.JF.MR(51)

Warszawa, 05 maja 2023 r.

Dot.: RM-0610-42-23 *tekst ostateczny* z 2.05.2023 r.

Pan Łukasz Schreiber
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia

o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowny Panie Ministrze,

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z wyrazami szacunku

z upoważnienia Ministra do Spraw Unii Europejskiej

Karolina Rudzińska

Podsekretarz Stanu
w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:

Pani Anna Moskwa
Minister Klimatu i Środowiska

ROZPORZĄDZENIE

RADY MINISTRÓW

z dnia

w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła¹⁾

Na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła, w tym:

- 1) sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła umożliwiający odbiorcom tej energii i ciepła dostosowanie się do tych ograniczeń w określonym czasie;
- 2) rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;
- 3) zakres i okres ochrony odbiorców przed wprowadzonymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;
- 4) zakres planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń;
- 5) sposób i termin opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;

¹⁾ Niniejsze rozporządzenie służy stosowaniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylającego dyrektywę 2005/89/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 1).

- 6) termin uzgodnienia planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła oraz szczegółowy okres na jaki uzgadnia się plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 7) szczegółowy zakres informacji przekazywanych między operatorem systemu elektroenergetycznego z odbiorcami energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła z odbiorcami ciepła;
- 8) sposób podawania do publicznej wiadomości informacji o ograniczeniach w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła.

2. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stanowią krajowy środek mający na celu złagodzenie kryzysu elektroenergetycznego, a plany wprowadzania ograniczeń stanowią krajowy środek przygotowawczy na wypadek kryzysu elektroenergetycznego – w rozumieniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylającego dyrektywę 2005/89/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 1).

§ 2. 1. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) obiekt – budynek lub budowlę w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553), a także ich wyodrębnioną część albo zespół budynków lub budowli, które mieszczą się pod jednym adresem lub w jednej lokalizacji, wraz z urządzeniami połączonymi ze sobą siecią lub instalacją odbiorczą przyłączoną do:
 - a) sieci elektroenergetycznej – w celu dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, zwanych dalej „umowami”, lub
 - b) sieci ciepłowniczej – w celu dostarczania ciepła na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji ciepła albo umowy kompleksowej, o których mowa odpowiednio w art. 5 ust. 1 i 3 ustawy– zawartych z tym samym odbiorcą, przy wykorzystaniu jednego lub więcej przyłączy tworzących kompletny układ zasilania;
- 2) operator – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.

2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o planie wprowadzenia ograniczeń bez bliższego określenia należy przez to rozumieć plan wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

§ 3. 1. Wniosek, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy, minister właściwy do spraw energii sporządza z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego – w przypadku gdy zgłoszenie to dotyczy energii elektrycznej;
- 2) wojewody – w przypadku gdy zgłoszenie to dotyczy paliw stałych lub ciepła.

2. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego oraz wojewoda przekazują ministrowi właściwemu do spraw energii w terminie umożliwiającym zapobieżenie zagrożeniom, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego jednocześnie przekazują zgłoszenie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”.

4. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1, określa odpowiednio:

- 1) rodzaje paliw stałych, w odniesieniu do których zgłasza się konieczność wprowadzenia ograniczeń w ich sprzedaży;
- 2) ilości paliw stałych planowanych do sprzedaży w warunkach ograniczeń;
- 3) proponowaną maksymalną wielkość ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 4) proponowany maksymalny stopień zasilania, o którym mowa w § 8 ust. 1;
- 5) maksymalną proponowaną wielkość ograniczeń w dostarczaniu ciepła;
- 6) rodzaje odbiorców, których mają dotyczyć ograniczenia, o których mowa w pkt 1 i 5;
- 7) rodzaje odbiorców, których proponuje się wyłączyć z ograniczeń, o których mowa w pkt 1 i 5;
- 8) proponowany czas trwania ograniczeń, o których mowa w pkt 1, 3 i 5.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

§ 4. 1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone, gdy operatorzy wyczerpią wszelkie dostępne środki, które służą zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dochowaniu należytej staranności.

2. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować:

- 1) bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia osób;
- 2) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych;
- 3) zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów – przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub do wydobycia, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

§ 5. 1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorcy energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW.

2. W przypadku gdy odbiorca energii elektrycznej posiada więcej niż jeden obiekt, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą każdego z obiektów, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej została ustalona w wysokości, o której mowa w ust. 1.

3. W przypadku gdy obiekt jest przyłączony do sieci więcej niż jednego operatora, zasadę, o której mowa w ust. 1, stosuje się odrębnie dla każdego operatora, dla sumy mocy umownych określonych w umowach zawartych z tym operatorem. Mocy umownych dla danego obiektu, które są określone w umowach zawartych z różnymi operatorami, nie sumuje się.

4. W przypadku gdy odbiorca energii elektrycznej posiada obiekt, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej może być różna w poszczególnych miesiącach, w zakresie tego obiektu odbiorca ten podlega ochronie przed ograniczeniami w tych miesiącach, dla których łączna wielkość mocy umownej ustalona została poniżej wysokości, o której mowa w ust. 1.

5. W zakresie posiadanego przez siebie obiektu przyłączonego do własnej sieci operator opracowuje taki sam plan jak w przypadku wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu odbiorcy i uwzględnia go w planie wprowadzania ograniczeń, zgodnie z § 6 ust. 6.

6. Opracowany przez operatora plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu może być korygowany w przypadku, o którym mowa w § 6 ust. 4, lub aktualizowany w okresie, na jaki został opracowany. Zdania pierwszego nie stosuje się w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy.

§ 6. 1. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu:

- 1) będącego szpitalem i innym obiektem ratownictwa medycznego;
 - 2) wymienionego w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2021 r. poz. 372 i 1728);
 - 3) wykorzystywanego bezpośrednio do:
 - a) nadawania programów radiowych i telewizyjnych o zasięgu ogólnokrajowym,
 - b) zapewnienia przewozu lotniczego, transportu kolejowego i publicznego transportu zbiorowego,
 - c) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki oraz dostarczania do odbiorców, w tym wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
 - d) realizacji zadań wpływających w sposób istotny na spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, w tym odprowadzania i oczyszczania ścieków w zakresie zbiorowego odprowadzania ścieków,
 - e) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
 - f) wykonywania przez przedsiębiorców zadań na rzecz obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców (Dz. U. z 2020 r. poz. 1669), w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań
- albo wyodrębnionej części obiektu wykorzystywanego do tych celów;

4) stanowiącego infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1856 oraz z 2021 r. poz. 159), zlokalizowaną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

2. Odbiorca energii elektrycznej, będący jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego, nie podlega ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

3. Obiekty albo wyodrębnione części tych obiektów, o których mowa w ust. 1, będące w posiadaniu odbiorcy podlegają ochronie, jeżeli zostały wyszczególnione, na wniosek i zgodnie z oświadczeniem tego odbiorcy, w umowach.

4. Odbiorca niezwłocznie informuje operatora, a w przypadku umów, o których mowa w art. 5 ust. 3 ustawy, również sprzedawcę, o ustaniu okoliczności uzasadniających podleganie ochronie, o której mowa w ust. 1, w zakresie posiadanego przez odbiorcę obiektu lub jego wyodrębnionej części.

5. W przypadku gdy wielkość mocy, która zapewnia prawidłowe funkcjonowanie wyodrębnionej części obiektu podlegającej ochronie, nie została uwzględniona w wielkościach mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru określonych dla tego obiektu i wyznaczonych w sposób określony w § 8 ust. 4, odbiorca może wystąpić z uzasadnionym wnioskiem do operatora o korektę wielkości mocy określonych dla tego obiektu, jako całości, w stopniach zasilania, o których mowa w § 8 ust. 1 pkt 2 i 3, z zachowaniem zasady równomiernego podziału zakresu mocy, o której mowa w § 8 ust. 1 pkt 4.

6. Podstawą opracowania przez operatorów corocznie planów wprowadzania ograniczeń są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez operatorów, do sieci których przyłączone są te obiekty, przy czym:

- 1) plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku, i przekazuje się te wielkości odbiorcy, w formie dokumentowej, w terminie do dnia 15 kwietnia danego roku;
- 2) wielkości mocy, o których mowa w pkt 1, opracowuje się na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego;
- 3) operator, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, zwany dalej „OSDn”, przekazuje w terminie do dnia 15 marca danego roku swój plan wprowadzania ograniczeń do operatora systemu dystrybucyjnego

elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową, zwanego dalej „OSDp”, w celu uwzględnienia tego planu w planie wprowadzania ograniczeń OSDp;

- 4) poszczególni OSDp przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w terminie do dnia 31 marca danego roku swoje plany wprowadzania ograniczeń w celu uwzględnienia ich w planie wprowadzania ograniczeń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 5) aktualizacja planów wprowadzania ograniczeń dla obiektów odbiorców nie powoduje konieczności aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń operatora.

7. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatora systemu połączonego elektroenergetycznego podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do dnia 31 maja danego roku. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator systemu połączonego elektroenergetycznego przedstawia Prezesowi URE plan wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia nie później niż do dnia 30 kwietnia danego roku.

8. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w ust. 7, zawiera co najmniej:

- 1) opis sposobu ustalenia tego planu;
- 2) informację o wielkościach ograniczeń w stopniach zasilania od 12 do 20 dla obszaru działania operatora, o którym mowa w ust. 7;
- 3) informację o wielkościach ograniczeń w poszczególnych stopniach zasilania z osobna dla obszaru działania każdego z OSDp lub operatorów systemów połączonych elektroenergetycznych w zakresie systemu dystrybucyjnego oraz odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- 4) liczbę obiektów będących w posiadaniu odbiorców, których dotyczą ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 5) szacunek możliwych do osiągnięcia efektów wprowadzenia ograniczeń sporządzony dla dwóch tygodni poprzedniego roku wybranych przez operatora, o którym mowa w ust. 7, na podstawie zmierzonych wartości poboru mocy w obiektach i na podstawie planów wprowadzania ograniczeń opracowanych w zakresie tych obiektów w okresie dokonywania pomiarów;
- 6) wykaz wszystkich OSDn, których plany wprowadzania ograniczeń uwzględnił każdy z OSDp lub każdy z operatorów systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu dystrybucyjnego.

9. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w ust. 7, uzgadnia się z Prezesem URE na okres od dnia 1 czerwca danego roku do dnia 31 maja roku następnego. W przypadku niezgodnienia tego planu z przyczyn leżących po stronie operatora, o którym mowa w ust. 7, w terminie, o którym mowa w ust. 6, Prezes URE wyznacza temu operatorowi termin na przedstawienie korekty planu wprowadzania ograniczeń do uzgodnienia, nie krótszy niż 60 dni.

10. Plan wprowadzania ograniczeń uzgodniony z Prezesem URE stosuje się do dnia uzgodnienia następnego planu wprowadzania ograniczeń opracowanego przez operatora, o którym mowa w ust. 7.

11. W przypadku, o którym mowa w ust. 6 pkt 3:

- 1) OSDn sporządza plan wprowadzania ograniczeń odrębnie dla każdego obszaru swojej sieci, który współpracuje z siecią danego OSDp, i przekazuje plan wprowadzania ograniczeń dotyczący obszaru swojej sieci temu OSDp, z którego siecią współpracuje obszar sieci objęty planem wprowadzania ograniczeń;
- 2) OSDn sporządza plan wprowadzania ograniczeń dla obszaru, który nie może zostać technicznie wyodrębniony, i przekazuje ten plan wybranemu OSDp, informując pozostałych właściwych OSDp o dokonanym wyborze – jeżeli nie jest możliwe techniczne wyodrębnienie obszaru sieci OSDn współpracującego z siecią OSDp;
- 3) OSDn przekazuje plan wprowadzania ograniczeń dla danego obszaru sieci za pośrednictwem OSDn posiadającego połączenie dla danego obszaru sieci z OSDp – jeżeli OSDn posiada bezpośrednie połączenia w danym obszarze sieci z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego niebędącym OSDp;
- 4) OSDn dokonuje wyboru jednego z tych OSDn, który posiada bezpośrednie połączenie z OSDp, za pośrednictwem którego przekazuje swój plan wprowadzania ograniczeń dla danego obszaru sieci – jeżeli OSDn posiada bezpośrednie połączenia w danym obszarze sieci z więcej niż z jednym operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z których żaden nie jest OSDp; OSDn, za pośrednictwem którego przekazywany jest plan wprowadzenia ograniczeń, uwzględnia ten plan w swoim planie wprowadzania ograniczeń.

12. Operator przekazuje plan wprowadzania ograniczeń, w tym plan wprowadzania ograniczeń w zakresie obiektu posiadanego przez odbiorcę, zapewniając ochronę informacji niejawnych oraz informacji handlowych i tajemnicy przedsiębiorstwa.

§ 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego

elektroenergetycznego, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią dystrybucyjną jego sieć posiada połączenie, oraz odbiorca – na wniosek operatora, do sieci którego jest przyłączony, przekazuje dane dotyczące sumy wielkości mocy minimalnej poboru i sumy wielkości mocy maksymalnej poboru obiektów będących w posiadaniu tego odbiorcy lub będących w posiadaniu odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, a także inne dane niezbędne do opracowania planu wprowadzania ograniczeń, w szczególności:

- 1) dane dotyczące spodziewanych efektów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w poszczególnych stopniach zasilania;
- 2) liczbę obiektów będących w posiadaniu odbiorców, których dotyczą ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 3) dane niezbędne do obliczenia szacunku, o którym mowa w § 6 ust. 8 pkt 5;
- 4) wykaz wszystkich OSDn, których plany wprowadzania ograniczeń uwzględnił każdy z OSDp lub każdy z operatorów systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu dystrybucyjnego.

§ 8. 1. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- 1) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach;
- 2) 12 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy maksymalnej poboru, o której mowa w ust. 4, określonej dla tego obiektu;
- 3) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc do wysokości mocy minimalnej poboru, o której mowa w ust. 4, określonej dla tego obiektu;
- 4) wielkości łączne maksymalnych mocy określone dla obiektu, które odbiorca może pobierać, w stopniach zasilania od 12 do 20, wynikają z równomiernego podziału zakresu mocy – od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla 12 stopnia zasilania, do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla 20 stopnia zasilania.

2. W poszczególnych stopniach zasilania odbiorca może pobierać w obiekcie łączną moc o wielkości nie wyższej niż wielkość mocy, która jest określona dla danego stopnia zasilania dla tego obiektu.

3. Wielkości łączne mocy określone dla obiektu, obowiązujące odbiorcę w stopniach zasilania od 12 do 20, zawarte w planie wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, są przekazywane odbiorcy przez operatora w sposób określony w ust. 6.

4. Moc minimalną poboru oraz moc maksymalną poboru określa operator na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych obejmujących pełny okres pomiarowy od dnia 1 stycznia roku $n - 1$ do dnia 31 grudnia roku $n - 1$, gdzie „ n ” jest rokiem uzgodnienia przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń, odpowiednio:

- 1) w przypadku mocy minimalnej poboru przez:
 - a) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najniższą,
 - b) odrzucenie trzech wartości najniższych spośród wartości, o których mowa w lit. a, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości;
- 2) w przypadku mocy maksymalnej poboru przez:
 - a) wyznaczenie dla każdego miesiąca kalendarzowego odrębnie jednej wartości poboru mocy średniogodzinnej, która w danym miesiącu miała wartość najwyższą,
 - b) odrzucenie trzech wartości najwyższych spośród wartości, o których mowa w lit. a, i wyznaczenie średniej arytmetycznej z pozostałych dziewięciu wartości.

5. W przypadku gdy wyznaczona dla obiektu wielkość mocy maksymalnej poboru jest większa niż łączna wielkość mocy umownej, określona dla tego obiektu w umowach, za wielkość mocy maksymalnej poboru przyjmuje się łączną wielkość mocy umownej.

6. Operator przesyła odbiorcy plan wprowadzania ograniczeń dla odbiorcy w zakresie posiadanego przez niego obiektu, zawierający wielkości łączne mocy określone dla obiektu w stopniach zasilania od 12 do 20, na adres poczty elektronicznej wskazany w umowach w terminie, o którym mowa w § 6 ust. 6 pkt 1. W zakresie umów, o których mowa w art. 5 ust. 3 ustawy, operator przekazuje ten plan również sprzedawcy.

7. Dla przyłączanego do sieci obiektu, dla którego nie jest możliwe ustalenie w sposób określony w ust. 4:

- 1) mocy minimalnej poboru – wielkość tej mocy ustala się na podstawie wielkości minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy; dla odbiorców IV grupy przyłączeniowej moc minimalna poboru wskazywana jest przez odbiorcę

we wniosku o określenie warunków przyłączenia składanym w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie;

- 2) mocy maksymalnej poboru – wielkość tej mocy ustala się w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowach.

8. Sposób określania dla obiektu mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru, o którym mowa w ust. 7, stosuje się do czasu ustalenia wielkości tych mocy w sposób, o którym mowa w ust. 4, nie dłużej jednak niż przez okres 24 miesięcy od dnia zawarcia po raz pierwszy umowy, na podstawie której świadczone są odbiorcy usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do tego obiektu.

§ 9. 1. Prezes URE, do dnia 31 maja każdego roku, zamieszcza na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki informację o uzgodnieniu planu wprowadzania ograniczeń z operatorem, o którym mowa w § 6 ust. 7. Plan wprowadzania ograniczeń uzgodniony z Prezesem URE nie jest publikowany.

2. W przypadku, o którym mowa w § 6 ust. 9 zdanie drugie, Prezes URE zamieszcza na swojej stronie internetowej, w terminie do dnia 31 maja danego roku, informację o niezgodnieniu planu wprowadzania ograniczeń w pierwotnym terminie, a następnie o uzgodnieniu planu wprowadzania ograniczeń z operatorem, o którym mowa w § 6 ust. 7, w terminie 7 dni od dnia tego uzgodnienia.

§ 10. 1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców stosownie do komunikatów i powiadomień operatorów o obowiązujących stopniach zasilania. Obowiązujące stopnie zasilania, o których mowa w § 8 ust. 1, określa operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Komunikaty operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego o stopniach zasilania wprowadzanych w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych nadawanych przez Program 1 Polskiego Radia o godzinie 7.55 i o godzinie 19.55 oraz zamieszczane na stronach internetowych operatorów. Odbiorcy są obowiązani stosować się do stopni zasilania określonych w tych komunikatach w czasie określonym w tych komunikatach.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego może wprowadzić inne stopnie zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, jeżeli nastąpiła zmiana warunków pracy

systemu elektroenergetycznego lub występuje konieczność minimalizacji negatywnych następstw wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu lub poborze energii elektrycznej.

4. O wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego powiadamia służby dyspozytorskie oraz ruchowe OSDp lub odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej.

5. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych indywidualnie powiadamiają odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej o wprowadzeniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o wprowadzeniu, w trakcie trwania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, innych stopni zasilania niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych, przesyłając wiadomość tekstową na adres poczty elektronicznej lub na numer telefonu wskazany przez odbiorcę w umowach.

6. Powiadomienia o zmianie wprowadzonych stopni zasilania innych niż stopnie zasilania ogłoszone w komunikatach radiowych operatorzy zamieszczają również na swoich stronach internetowych. Powiadomienia te są stosowane przez odbiorcę w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu ciepła

§ 11. 1. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych mogą być wprowadzone, gdy wojewodowie oraz podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży paliw stałych wyczerpią dostępne środki, które służą zaspokojeniu potrzeb odbiorców na te paliwa – przy dochowaniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych ich dostaw z dostępnych źródeł.

2. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w sprzedaży paliw stałych wojewoda wydaje odbiorcom, na ich wniosek, upoważnienia do zakupu określonej ilości tych paliw. Upoważnienia wydaje się na okres wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych.

3. Wniosek, o którym mowa w ust. 2, powinien zawierać:

- 1) nazwę i adres odbiorcy;
- 2) określenie rodzaju i ilości paliwa stałego, którego zakupu dotyczy wniosek.

4. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2, odbiorca dołącza uzasadnienie potrzeby zakupu określonej we wniosku ilości paliwa stałego.

§ 12. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła mogą być wprowadzone po wyczerpaniu przez podmioty prowadzące działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło dostępnych środków służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na to ciepło.

§ 13. 1. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu ciepła nie mogą powodować:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa osób, w tym zagrożenia życia lub zdrowia osób;
- 2) uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych, w tym zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów, przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych;
- 3) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów mieszkalnych;
- 4) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych bezpośrednio do wykonywania zadań dotyczących:
 - a) bezpieczeństwa lub obronności państwa wymienionych w przepisach wydanych na podstawie art. 6 ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej,
 - b) obronności państwa w zakresie mobilizacji gospodarki, o których mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 23 sierpnia 2001 r. o organizowaniu zadań na rzecz obronności państwa realizowanych przez przedsiębiorców, w okresie uruchomienia programu mobilizacji gospodarki w zakresie realizacji tych zadań,
 - c) opieki zdrowotnej,
 - d) edukacji,
 - e) opieki w formie żłobka, klubu dziecięcego oraz wychowania przedszkolnego,
 - f) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców,
 - g) ochrony środowiska.

2. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła dotyczą tylko odbiorców końcowych.

3. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła polegają na wstrzymaniu dostarczania ciepła odbiorcom końcowym lub na obniżeniu parametrów jakościowych lub ilościowych nośnika

ciepła w taki sposób, aby nie doprowadzić do nieodwracalnych zmian w infrastrukturze technicznej, która służy do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji ciepła.

4. W przypadku wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w ust. 3:

- 1) w zakresie dostarczania ciepła na potrzeby ogrzewania i przygotowania ciepłej wody dopuszcza się obniżenie jakości ciepłej wody użytkowej;
- 2) w zakresie ogrzewania umożliwia się utrzymanie temperatury w:
 - a) budynkach lub lokalach mieszkalnych – nie mniejszej niż +10°C,
 - b) innych pomieszczeniach – nie mniejszej niż +5°C.

5. Ochronie przed ograniczeniami, o których mowa w ust. 3, podlegają odbiorcy końcowi pobierający ciepło wyłącznie w celu korzystania z niego w budynkach lub lokalach mieszkalnych, które są przeznaczone na stały pobyt ludzi, oraz w budynkach lub lokalach szpitali, żłobków, klubów dziecięcych i wychowania przedszkolnego.

6. Zakres ochrony przed ograniczeniami, o których mowa w ust. 3, obejmuje wprowadzenie ograniczeń w ostatniej kolejności odbiorcom podlegającym tej ochronie.

7. Odbiorcy, o których mowa w ust. 6, podlegają ochronie przed ograniczeniami przez cały rok.

§ 14. 1. Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła określa maksymalną wielkość dostaw ciepła dla poszczególnych grup odbiorców, w zależności od wielkości ograniczeń w dostarczaniu ciepła, oraz zawiera:

- 1) charakterystyki techniczne źródeł ciepła;
- 2) rodzaje i parametry technologicznego nośnika ciepła oraz sposoby jego regulacji;
- 3) rodzaje i parametry techniczne sieci ciepłowniczych;
- 4) tabele regulacyjne nośnika ciepła dla poszczególnych wielkości ograniczeń w dostarczaniu ciepła.

2. Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła uzgadnia się z właściwym wojewodą w terminie do dnia 30 czerwca pierwszego roku okresu, dla którego plan jest opracowany lub aktualizowany.

3. Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła aktualizuje się co najmniej raz na trzy lata.

§ 15. 1. Podmiot prowadzący działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło zapoznaje odbiorców z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła przez ogłoszenia zamieszczane w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości lub w formie

elektronicznej na swojej stronie internetowej albo w formie ustalonej w umowach, co najmniej 30 dni przed dniem rozpoczęcia okresu, na jaki ten plan został uzgodniony, zgodnie z § 14 ust. 2.

2. Podmiot prowadzący działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło informuje odbiorców o wprowadzonych ograniczeniach w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości oraz na swojej stronie internetowej lub w formie ustalonej w umowach.

Rozdział 4

Przepisy przejściowe, dostosowujące i końcowe

§ 16. 1. Plany wprowadzania ograniczeń w rozumieniu przepisów dotychczasowych uzgodnione przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność do czasu uzgodnienia planów wprowadzania ograniczeń na podstawie rozporządzenia.

2. Dla odbiorcy, o którym mowa w § 5 ust. 1, posiadającego obiekt, w którym zainstalowany układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie dla tego obiektu wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru w sposób określony w § 8 ust. 4, stosuje się dla tego obiektu w poszczególnych stopniach zasilania wielkości mocy, które zostały określone w zawartej przez tego odbiorcę umowie, przy czym wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru określa się zgodnie z § 8 ust. 7, tak jak dla obiektu przyłączonego do sieci.

3. Łączne wielkości mocy określone w sposób, o którym mowa w ust. 2, stosuje się nie dłużej niż przez okres 24 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

4. Po upływie terminu, o którym mowa w ust. 3, dla obiektu, o którym mowa w ust. 2, przyjmuje się:

- 1) wielkość mocy minimalnej poboru w wysokości 0 kW oraz
- 2) wielkość mocy maksymalnej poboru w łącznej wysokości mocy umownej określonej w umowie zawartej przez odbiorcę.

5. Na podstawie wielkości mocy przyjętych zgodnie z ust. 2 lub 4 operator wyznacza obowiązujące odbiorcę w danym obiekcie moce w stopniach zasilania od 12 do 20, które zawiera się w planie wprowadzania ograniczeń opracowywanym dla odbiorcy w zakresie tego obiektu.

6. Plan wprowadzania ograniczeń, o którym mowa w ust. 5, operator przesyła odbiorcy na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie, nie później niż na dzień przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 3.

7. Odbiorcy, dla obiektu którego określono wielkości mocy minimalnej poboru i mocy maksymalnej poboru zgodnie z ust. 2 albo 4, umożliwia się dostosowanie wielkości tych mocy do wielkości wyznaczonej w sposób określony w § 8 ust. 4, pod warunkiem:

- 1) zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego z funkcją odczytu danych w systemie danych dobowo-godzinowych;
- 2) dokonania pomiarów z zachowaniem pełnego okresu pomiarowego umożliwiającego określenie dla tego obiektu wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru w sposób określony w § 8 ust. 4;
- 3) uwzględnienia wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru w umowach.

8. Szacunek, o którym mowa w § 6 ust. 8 pkt 5, sporządza się po raz pierwszy dla drugiego planu wprowadzania ograniczeń, który będzie uzgadniany po dniu wejściu w życie rozporządzenia.

9. Operator wyznacza po raz pierwszy obowiązujące odbiorcę w danym obiekcie moce w stopniach zasilania od 12 do 20, które zawiera się w planie wprowadzania ograniczeń opracowywanym w zakresie tego obiektu do dnia 15 kwietnia roku następującego po roku wejścia w życie rozporządzenia.

§ 17. Operator dostosuje zawarte przez niego umowy obowiązujące na dzień wejścia w życie rozporządzenia do wymagań określonych w § 6 ust. 3 zgodnie z wnioskiem i oświadczeniem, o których mowa w § 6 ust. 3, pod warunkiem że odbiorca złoży ten wniosek i oświadczenie w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia.

§ 18. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.²⁾

PREZES RADY MINISTRÓW

²⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia ... (Dz. U. poz.), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz.).

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym (zwanym dalej „rozporządzeniem”), wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 11 ust. 6 i 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.) (zwanej dalej „ustawą”). W rozporządzeniu wykorzystano doświadczenia ostatnich lat i dostosowano regulacje dotyczące wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła do zmieniających się realiów gospodarczych oraz technologicznych.

Delegacją ustawową dla wydania zarówno obecnie obowiązującego, jak i projektowanego rozporządzenia, jest art. 11 ust. 6 i 6a ustawy. Delegacja ta jest elementem szeregu przepisów zawartych w art. 11 tej ustawy, które regulują przesłanki i sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, a także sprzedaży paliw stałych. Obecne brzmienie tego przepisu zostało wprowadzone w związku z transpozycją do polskiego porządku prawnego:

- art. 42 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE oraz
- wymagań dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych.

Powyższe przepisy prawa UE przewidują możliwość wprowadzenia środków zabezpieczających w przypadku nagłego kryzysu na rynku energetycznym i zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub zabezpieczenia osób, urządzeń lub instalacji, a także nienaruszalności sieci na rynku energii elektrycznej. Obecnie, w związku ze zmianami w porządku prawnym UE (dyrektywa 2005/89 została uchylona, a dyrektywa 2009/72/WE utraciła moc z dniem 31 grudnia 2020 r.), standard prawny w tym zakresie wyznacza rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE. Zobowiązuje ono państwa członkowskie UE m.in. do przygotowania tzw. planów gotowości na wypadek zagrożeń (at. 10–13 rozporządzenia 2019/941). Środek przewidziany zatem w projektowanym

rozporządzeniu powinien zostać uwzględniony w ww. planie, który zostanie przez Polskę przygotowany w ramach wykonania ww. aktu prawa UE. Plan ten będzie musiał zostać następnie notyfikowany Komisji Europejskiej.

Wprowadzono przepis ust. 2 w § 1 w związku z dodaniem przypisu określającego projekt rozporządzenia jako akt służący stosowaniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. U. UE L 158/1 z 14.06.2019) (zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/941”).

Należy jasno określić charakter ograniczeń i planów wprowadzania ograniczeń na gruncie rozporządzenia 2019/941 – tak aby uniknąć niepotrzebnych interpretacji i określić w jakim charakterze będą uwzględniane instrumenty krajowe zawarte w projekcie rozporządzenia. Nie przywołujemy w rozumieniu jakich jednostek redakcyjnych rozporządzenia 2019/941 należy interpretować ograniczenia i plany wprowadzania ograniczeń, gdyż „krajowy środek” nie posiada definicji w rozporządzeniu 2019/941, natomiast na rozumienie tych środków kieruje załącznik „Wzór planu gotowości na wypadek zagrożeń” do tego rozporządzenia.

Jak wspomniano powyżej rozporządzenie zastąpi rozporządzenie z 2007 r. Zastosowanie rozporządzenia z 2007 r. w sierpniu 2015 r. wykazało jego niedoskonałości, pokazało konieczność zmian jego postanowień celem poprawy tak bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również mechanizmów regulujących kwestię ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w sposób jak najmniej uciążliwy dla odbiorców oraz wskazało na niedostosowanie przepisów ww. rozporządzenia do warunków, potrzeb i możliwości komunikacji z odbiorcami.

Ponadto rozporządzenie zmienia zasadę informowania odbiorców, których dotyczą ograniczenia o wielkości obowiązujących ich dostępnych mocy w sytuacji wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opiera wyznaczanie wielkości tych mocy o obiektywne wartości określone na podstawie pomiarów oraz poprawia i zwiększa możliwości komunikacji w formie elektronicznej, ułatwiając odbiorcom dostęp do informacji o wprowadzanych ograniczeniach.

Obowiązujące aktualnie rozporządzenie z 2007 r. od momentu wydania, pomimo znacznych transformacji dokonujących się w gospodarce narodowej, nie uległo zmianie, przy czym nadmienić trzeba, że zostało ono opracowane na podstawie doświadczeń z lat

80. i 90. ubiegłego wieku, kiedy to realizowane były w kraju ostatnie ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W sierpniu 2015 r. fala długotrwałych upałów, obejmująca obszar całego kraju, spowodowała zdecydowane pogorszenie warunków pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (zwanego dalej „KSE”). Pomimo wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSP”) wszystkich operacyjnych środków zaradczych, deficyt mocy wytwórczych, dostępnych dla zbilansowania zapotrzebowania w KSE, osiągnął wartość wskazującą jednoznacznie na wystąpienie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W tych okolicznościach, po wyczerpaniu (we współpracy z użytkownikami systemu) wszelkich dostępnych środków, służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP wprowadził ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (w dniach 10 i 11 sierpnia w trybie na polecenie OSP, a w dniach 12–31 sierpnia w trybie rozporządzenia Rady Ministrów, wydanego na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy).

Cel i potrzeba wydania nowego rozporządzenia

Celem wydania projektowanego rozporządzenia jest aktualizacja zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określonych w obowiązującym rozporządzeniu z 2007 r., w szczególności:

- 1) obiektywizacja sposobu wyznaczania wielkości mocy minimalnej i maksymalnej poboru, które odbiorca podlegający ograniczeniom może pobierać odpowiednio w 20. i 12. stopniu zasilania (tj. poprzez wyznaczanie ww. wielkości na podstawie pomiarów mocy średniogodzinnej, pobieranej przez odbiorcę w okresie 12 miesięcy) oraz na tej podstawie wyznaczanie mocy w pozostałych stopniach zasilania (wielkości mocy, które może pobierać odbiorca w stopniach zasilania od 12. do 20. będą wynikały z równomiernego podziału zakresu mocy od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla stopnia 12., do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla stopnia 20.);
- 2) uszczegółowienie katalogu podmiotowo-przedmiotowego odbiorców, podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;

- 3) dostosowanie zasad oraz terminów opracowania, uzgadniania i zatwierdzania planów ograniczeń do okresów wynikających z uregulowań taryfowych;
- 4) uregulowanie z odbiorcami wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w stopniach zasilania od 12. do 20., jak również sposobu corocznej aktualizacji wielkości tych mocy;
- 5) wprowadzenie pomiędzy operatorami a odbiorcami, podlegającymi ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, nowych form komunikacji, tj. wykorzystania poczty elektronicznej oraz wiadomości SMS;
- 6) zmiana w zakresie 11. stopnia zasilania, w którym odbiorca w trakcie trwania ograniczeń będzie mógł pobierać moc w swoim obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach, na podstawie których świadczone są temu odbiorcy usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (de facto na warunkach przed wprowadzeniem ograniczeń – koncepcja zerowego stopnia zasilania);
- 7) obiektywna (w oparciu o dokonywane pomiary) weryfikacja wykonania przez odbiorców redukcji mocy w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 8) usunięcie wątpliwości interpretacyjnych, wyeliminowanie niejednoznaczności lub korekta przepisów, np. poprzez objęcie ograniczeniami odbiorców o mocy umownej równej 300 kW (zgodnie z przepisami rozporządzenia z 2007 r. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii, dla których wielkość mocy umownej, określonej w umowach o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji lub umowach kompleksowych, ustalona została powyżej 300 kW, zaś ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami podlegają odbiorcy energii, dla których wielkość mocy umownej określonej w ww. umowach, ustalona została poniżej 300 kW).

Opis proponowanych zmian oraz wskazanie różnic pomiędzy dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym

Pojawiające się okresowo w ciągu kilku ostatnich lat, w szczególności w okresach letnich, ryzyko braku dostatecznej wielkości rezerw mocy w KSE, w przypadku wykorzystania przez OSP wszystkich dostępnych środków zaradczych może powodować konieczność zastosowania przepisów regulujących wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Jak wskazano powyżej zastosowanie przepisów

rozporządzenia z 2007 r. wykazało jego niedoskonałości i niedostosowanie do aktualnych warunków, potrzeb i możliwości komunikacyjnych oraz potrzebę jego zmian dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz poprawy sprawności procesu wprowadzania ograniczeń, skutkującego minimalizacją uciążliwości dla odbiorców.

Brak wprowadzenia nowych regulacji w tym zakresie może skutkować nieuzyskaniem odpowiedniego poziomu redukcji poboru mocy na etapie planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz stanowić realne zagrożenie dla prawidłowego funkcjonowania całego KSE w warunkach ekstremalnych. W konsekwencji może to spowodować konieczność wprowadzenia ograniczeń w trybie wyłączeń awaryjnych lub nawet może prowadzić do załamania się prawidłowej pracy KSE i wystąpienia przerw w pracy (tj. zaniku napięcia) całego systemu lub znacznej jego części, czyli zjawiska blackoutu. W takim przypadku wyłączeniami zasilania na danym obszarze zostaliby objęci wszyscy odbiorcy – także ci, którzy podlegają ochronie, co może mieć katastrofalne skutki dla dotkniętych wyłączeniami odbiorców, jak również dla całej gospodarki.

Rozporządzenie jako podstawę do określania wielkości ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przyjmuje dopuszczalne pobory mocy, określane indywidualnie w umowie z każdym odbiorcą podlegającym ograniczeniom. Wartości dopuszczalnych mocy, określonych w umowie, przekazywane będą odbiorcom przez operatorów na podstawie dokonanych pomiarów i według zasad określonych w rozporządzeniu. Jest to kluczowa zmiana w stosunku do przepisów rozporządzenia z 2007 r., zgodnie z którym wielkości mocy w skrajnych stopniach zasilania (11. i 20.) były równe odpowiednio wartości mocy umownej zamawianej przez odbiorcę i wartości mocy tzw. bezpiecznej, deklarowanej przez odbiorcę. Sumaryczne wartości dopuszczalnych poborów mocy wszystkich odbiorców (podlegających ograniczeniom) są podstawą budowy planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, który to plan służy do oceny skali niezbędnych do wprowadzenia ograniczeń, mających na celu likwidację stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i uniknięcie blackoutu. Działanie takie de facto chroni odbiorcę przed skutkami awarii.

W rozporządzeniu wprowadzono mechanizm obiektywizacji sposobu wyznaczania mocy w poszczególnych stopniach zasilania w oparciu o dane pomiarowe, a zatem dane obiektywne (rzeczywisty pobór mocy przez odbiorcę). Dotychczasowy system

deklarowania przez odbiorcę minimalnej mocy, wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia (tzw. moc bezpieczna), uniemożliwiał operatorom weryfikację danych podawanych przez odbiorców, co stanowiło zachętę do nadużywania tego systemu. Jako przykład można wskazać fakt, że prowadzone analizy wykazały, że sumaryczna moc pobierana przez odbiorców (zobowiązanych do stosowania się do ograniczeń) jest w okresie weekendów niższa od sumarycznej deklarowanej mocy bezpiecznej, co może wskazywać, że znaczna część odbiorców zawyża wartość tej mocy w deklaracjach zgłaszanych do planu ograniczeń.

Ponadto dotychczasowy sposób określania wartości mocy maksymalnej (tj. dopuszczalnego poboru mocy w stopniu 11.), polegający na przyjmowaniu wartości mocy umownej jako mocy maksymalnej powoduje, że opracowany na tej podstawie plan nie prezentuje faktycznych, możliwych do osiągnięcia efektów ograniczeń w przypadku ogłoszenia stopni zasilania. Wynika to z faktu pobierania w tym samym czasie przez bardzo wielu odbiorców mocy znacznie mniejszej od zamówionej mocy umownej. Dlatego w sytuacji ogłoszenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej odbiorcy ci – w niskich stopniach zasilania (od 11. aż do 15.–17.) – praktycznie nie muszą ograniczać pobieranej przez siebie mocy (bo pobierają mniej niż dopuszczalna wartość mocy w danym stopniu). Skutkuje to w praktyce znikomymi efektami zastosowania niższych stopni ograniczeń.

Odniesienie (według obowiązującego rozporządzenia z 2007 r.) efektów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do mocy umownej powoduje, że wyliczone w planach ograniczeń wartości nie oddają faktycznie możliwych do uzyskania wartości realnych efektów. Te zaś mogą być dopiero określone na podstawie porównania wyliczeń planu, pomiarów oraz żmudnych analiz. Podkreślić należy, że znaczna różnica w danych podanych w planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, a faktycznie uzyskanymi wielkościami po wprowadzeniu ograniczeń (przypadek ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r.) wynika z przyjętej w obowiązującym rozporządzeniu z 2007 r. metodyki określania wartości mocy.

Rozporządzenie koryguje tę sytuację poprzez oparcie określenia mocy w poszczególnych stopniach zasilania na danych mierzalnych (pomiarowych), a więc wartościach mocy faktycznie pobieranych przez odbiorcę w okresie 12 miesięcy przed ich określeniem

przez operatora. Nowy model wyznaczania stopni zasilania oparty będzie na ww. rocznym zbiorze danych pomiarowych, pozyskiwanych w sposób zdalny – zatem proces poddany będzie automatyzacji. Przewiduje się, że wykorzystanie danych pomiarowych odbiorców i ich obiektów oraz coroczne ich aktualizowanie pozwoli na zastosowanie – w przypadku powstania sytuacji uzasadniającej wprowadzenie ograniczeń, stopni zasilania lepiej dopasowanych do potrzeb funkcjonowania KSE, a zatem jednocześnie mniej dotkliwych dla ogółu odbiorców.

Rozporządzenie ustala nową koncepcję 11. stopnia zasilania, która pozwoli odbiorcom na elastyczne zachowania w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w którym to okresie obniżony dopuszczalny pobór mocy obowiązywać będzie tylko w określonych przedziałach czasowych (szczytach zapotrzebowania). Nowy 11. stopień zasilania wprowadzi tym samym zasadę, że odbiorca będzie mógł pobierać moc w swoim obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy. Jest to o tyle istotne, że dzięki temu odbiorca – dostosowując się do sytuacji kryzysowej, nie będzie musiał w okresach wprowadzenia 11. stopnia zasilania liczyć się z karami nakładanymi przez Prezesa URE za przekroczenia mocy w tym stopniu (dotychczas w 11. stopniu zasilania odbiorca musiał się liczyć z restrykcjami ze strony Prezesa URE za przekroczenia mocy umownej w tym stopniu).

W rozporządzeniu zastosowano tzw. model obiektowy, w którym to modelu określa się wartości mocy w poszczególnych stopniach zasilania dla uprzednio określonych obiektów odbiorcy (dla których wielkość mocy umownej, określona w umowie przesyłania albo dystrybucji lub umowie kompleksowej, ustalona została w wysokości 300 kW lub wyższej).

Rozporządzenie rewiduje i ujednolica zasady oraz kryteria kwalifikowania odbiorców podlegających ograniczeniom oraz podmiotów podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami.

W rozporządzeniu dokonano również korekty terminów i zasad opracowywania, uzgadniania oraz zatwierdzania opracowanych przez operatorów planów ograniczeń poprzez odpowiednie dostosowane do okresów wynikających z uregulowań taryfowych. Plan wprowadzania ograniczeń dla obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej,

na podstawie wielkości mocy, obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku.

Po wejściu w życie rozporządzenia niezbędne będzie również przeprowadzenie jednorazowego działania, polegającego na dostosowaniu (aktualizacji do nowych zasad wprowadzanych rozporządzeniem) umów, na podstawie których świadczone są każdemu odbiorcy (podlegającemu ograniczeniom) usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Wprowadzanie do umów wartości ograniczeń na kolejny rok nie będzie wymagało dostosowania umowy, gdyż zmiana będzie dokonywała się automatycznie – po przesłaniu odbiorcy odpowiednich danych i informacji.

Wprowadzenie zmian do ww. umów będzie możliwe poprzez zmianę instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 5a ustawy wprowadzonego ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093).

Wprowadzenie w rozporządzeniu nowych regulacji przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy KSE. Zapewni również odbiorcom podlegającym ograniczeniom szybszy dostęp do informacji o wprowadzonych ograniczeniach oraz stopniach zasilania, umożliwi kontrolę dostosowania się do ogłoszonych ograniczeń oraz bardziej sprawną komunikację pomiędzy operatorami a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom. Rozporządzenie pozwala przy tym wykorzystać skuteczniejsze, a przede wszystkim szybsze kanały komunikacji pomiędzy operatorami a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom.

Przez wprowadzenie zasady stanowienia poszczególnych stopni zasilania na podstawie danych pomiarowych rozporządzenie spowoduje, że możliwe będzie wprowadzenie przez OSP niższych stopni zasilania (tj. redukcji na niższym poziomie), co w sytuacji ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej ma szczególne znaczenie dla odbiorców.

Przez nowe podejście do sposobu określania wielkości mocy w poszczególnych stopniach zasilania, opartego na modelu pomiarowym (obiektywnym), rozporządzenie spowoduje również urealnienie wartości mocy w poszczególnych stopniach zasilania w opracowywanych przez operatorów planach ograniczeń. Konstruowany aktualnie (w cyklach rocznych) plan wprowadzania ograniczeń, oparty o moc umowną (dla 11. stopnia zasilania) i o moc tzw. bezpieczną (dla 20. stopnia zasilania) deklarowaną

przez odbiorcę podlegającego ograniczeniom oraz równomierny podział mocy pomiędzy tymi wartościami, jest planem wyłącznie orientacyjnym i szacunkowym (wartości w Tabeli 1 byłyby realne, gdyby w 11. stopniu zasilania wszyscy odbiorcy podlegający ograniczeniom pobierali moc w wysokości mocy umownej, a w 20. stopniu zasilania deklarowana moc tzw. bezpieczna była wartością weryfikowalną, a nie wyłącznie deklaratywną). Zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń dla ww. okresu maksymalny (dla 11. stopnia zasilania) pobór mocy podmiotów podlegających ograniczeniom powinien wynosić 11 584 MW, zaś minimalny (dla 20. stopnia zasilania) powinien wynosić 3 933 MW. Wprowadzenie ograniczeń (według planu) powinno więc powodować maksymalny efekt w wysokości 7 651 MW.

Tabela 1. Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania zgodny z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od dnia 1 września 2014 r. do dnia 31 sierpnia 2015 r.

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	11 584	0	0
12	10 698	886	886
13	9 910	788	1 674
14	9 103	807	2 481
15	8 297	806	3 287
16	7 515	782	4 069
17	6 706	809	4 878
18	5 908	798	5 676
19	5 058	850	6 526
20	3 933	1 125	7 651

Wprowadzone w dniu 10 sierpnia 2015 r. ograniczenia w postaci ogłoszenia 20. stopnia zasilania pokazały, iż uzyskane przez OSP efekty dla 20. stopnia zasilania były dużo niższe. OSP – na podstawie danych pomiarowych mocy średniodzinnej, pozyskanych od operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), posiadających połączenia z siecią przesyłową i na podstawie poboru mocy średniodzinnej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej, dokonał porównania wartości maksymalnych poborów mocy w kolejne poniedziałki (w okresie poprzedzającym wprowadzenie ograniczeń) z poborem minimalnym w pierwszym dniu wprowadzenia ograniczeń (także poniedziałek). Maksymalny pobór

mocy w kolejne poniedziałki (w okresie poprzedzającym wprowadzenie ograniczeń) wynosił średnio ok. 5 750 MW. Pobór mocy w dniu 10 sierpnia 2015 r. osiągnął minimum po ogłoszeniu ograniczeń we wczesnych godzinach popołudniowych i wyniósł prawie 3 660 MW. W związku z tym efekt wprowadzenia 20. stopnia zasilania (w odniesieniu do średniego poboru w analogicznych dniach przed i po ogłoszeniu ograniczeń) wyniósł ok. 2 090 MW, co jest wielkością znacznie poniżej określonego w Planie Ograniczeń poziomu 7 651 MW.

Doświadczenie wskazuje, że porównanie różnicy między prognozą efektów wynikających z planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od dnia 1 września 2014 r. do dnia 31 sierpnia 2015 r., uzgodnionym z Prezesem URE, dla obszaru działania OSP, dla kolejnych stopni zasilania, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, a takim samym planem sporządzonym na okres od dnia 1 września 2016 r. do dnia 31 sierpnia 2017 r. wskazuje na niespełna 30% wzrost wartości maksymalnego poboru mocy przez odbiorców podlegających ograniczeniom w 11. stopniu zasilania (czyli faktycznie bez obowiązywania ograniczeń), przy aż 70% wzroście (niezwykle istotnej z punktu widzenia skuteczności wprowadzanych ograniczeń) wielkości maksymalnego poboru mocy elektrycznej w 20. stopniu zasilania (odpowiadającej mocy tzw. bezpiecznej, deklarowanej przez odbiorców podlegających ograniczeniom). Ten wzrost maksymalnego poboru mocy elektrycznej w 20. stopniu zasilania to skutek „odpowiedniego” zawyżania przez odbiorców poziomu mocy bezpiecznej, co ilustruje Tabela 2.

Tabela 2. Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania zgodny z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2016 r. do dnia 31 sierpnia 2017 r.

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	14 890	0	0
12	13 924	966	966
13	13 046	878	1 844
14	12 170	876	2 720
15	11 293	877	3 596
16	10 405	888	4 485

17	9 544	861	5 346
18	8 643	901	6 247
19	7 733	911	7 157
20	6 688	1 045	8 202

Znaczący wzrost wartości dopuszczalnego poboru mocy w 20. stopniu zasilania, przy zaobserwowanym jednocześnie średnim maksymalnym poborze mocy z KSE (dla wszystkich odbiorców podlegających ograniczeniom) w wysokości poniżej 50% sumarycznej wielkości umownej tych odbiorców, stwarza ryzyko braku możliwości uzyskania odpowiedniej redukcji poboru mocy po wprowadzeniu ograniczeń, przez co ryzyko wystąpienia blackoutu wzrasta.

Konieczne zatem jest zapewnienie przepisami rozporządzenia urealnienia w planach ograniczeń wartości liczbowych mocy w poszczególnych stopniach zasilania, w oparciu o wspomniane już na wstępie wartości pomiarowe, które w sposób jednoznaczny wskazują na rzeczywiste pobory mocy przez odbiorców podlegających ograniczeniom. Na podstawie dokonanej przez operatorów systemów elektroenergetycznych analizy, zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu, na podstawie danych pomiarowych za pełny okres pomiarowy obejmujący 12 miesięcy (I kwartał 2015 r. – III kwartał 2016 r.), wyznaczono moce maksymalnego poboru w poszczególnych stopniach zasilania wraz z prognozą efektów wprowadzenia tych stopni. Wyniki analizy spodziewanych efektów zawiera Tabela 3.

Tabela 3. *) Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania, zgodnie z metodologią określoną w projekcie, na podstawie danych pomiarowych za pełny okres pomiarowy obejmujący 12 miesięcy (I kwartał 2015 – III kwartał 2016).

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	10 629	0	0
12	9 689	940	940
13	8 749	940	1 880
14	7 809	940	2 820
15	6 869	940	3 760
16	5 929	940	4 700
17	4 989	940	5 640
18	4 049	940	6 580
19	3 109	940	7 520
20	2 169	940	8 460

*) Wartości zawarte w Tabeli 3 zostały określone na podstawie analizy, która została przeprowadzona na bazie rzeczywistych danych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dla około 40% odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej objętych planem wprowadzania ograniczeń (obowiązującym tych odbiorców w okresie od dnia 1 września 2016 r. do dnia 31 sierpnia 2017 r.).

Powyższe wielkości maksymalnego poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania (przez wszystkie podmioty podlegające ograniczeniom na terenie całego kraju), w przypadku ich uwzględnienia w uzgadnianym przez OSP z Prezesem URE planie wprowadzania ograniczeń (tj. planie, opracowywanym zgodnie z rozporządzeniem), poprzez zaimplementowane mechanizmy będą znacząco bliższe wielkościom możliwym do osiągnięcia w rzeczywistości. Dopiero wprowadzenie w życie proponowanego rozporządzenia pozwoli osiągnąć efekt rzeczywistej redukcji w 20. stopniu zasilania zbliżony do wartości 8.460 MW (Tabela 3), a nie, jak to miało miejsce w dniu 10 sierpnia 2015 r., faktycznej redukcji ok. 2.090 MW zamiast 7.651 MW wynikającej z planu ograniczeń 2014/2015.

Zgodnie z delegacją ustawową rozporządzenie określa „rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. W § 5 ust. 1 określono „rodzaj” odbiorców podlegających ograniczeniom, jako tych, dla których moc umowna dla obiektu wynosi 300 kW i więcej. Projekt rozporządzenia określa również, co to jest „obiekt”. Są to nowe przepisy, które w inny niż dotychczas sposób określają rodzaje odbiorców podlegających ograniczeniom. Jest to ważny przepis, bez którego rozporządzenie stanie się niejako bezprzedmiotowe – nie będzie określać odbiorców podlegających ograniczeniom, nie będzie wskazywało, gdzie mają zostać określone moce umowne dla obiektu, co spowoduje brak możliwości „egzekucji” zapisów rozporządzenia. Powyższy przepis nie wymaga jakiegokolwiek zmiany umowy. Mówi tylko jaki warunek zawarty w umowie spowoduje podleganie ograniczeniom. Tu chodzi o sytuację, gdy w umowie suma mocy umownych określona została na poziomie co najmniej 300 kW. Ten przepis nie traktuje o zmianie umowy, tylko określa, jakiego rodzaju umowy posiadają odbiorcy, do których stosuje się rozporządzenie.

Z § 5 ust. 1 związany jest również przepis przejściowy § 16 ust. 2, który określa sposób wyznaczania dla obiektu odbiorcy wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru w przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy tego nie umożliwia. W tym przypadku umowy pozostają bez zmian. Przepis ten reguluje jedynie lukę w stanach faktycznych wpływających na stan prawny.

W § 13 ust. 1 zawarty został zweryfikowany katalog przypadków, w jakich ograniczenia zarówno w sprzedaży paliw stałych, jak i dostarczaniu ciepła, nie mogą powodować zakłóceń w funkcjonowaniu różnego rodzaju obiektów. Przez analogię do § 4 ust. 2 pkt 3 ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu ciepła nie mogą powodować zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów, przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Do wskazanych w § 13 ust. 1 pkt 4 lit. g obiektów przeznaczonych bezpośrednio do wykonywania zadań dotyczących ochrony zaliczają się m.in. oczyszczalnie ścieków, stacje uzdatniania wody, sortownie i składowiska odpadów.

Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie ma wejść w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z obecnego modelu planistycznego. Do 31 sierpnia powinny być uzgodnione obecne plany wprowadzania ograniczeń, więc zgodnie z przepisami przejściowymi mogłyby dalej obowiązywać do czasu uzgodnienia nowych planów wprowadzania ograniczeń, a Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego mogliby przystąpić do nowej tury planistycznej zgodnej z nowymi przepisami (od 1 stycznia 2022 r.). Rozporządzenie powinno wejść w życie jak najszybciej, aby możliwe było dostosowanie procedur operatorów z datą 1 stycznia roku następnego.

Zgodność rozporządzenia z prawem UE

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, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców. Oceniając wpływ projektowanego rozporządzenia na mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców, należy wskazać, że wprowadzenie tych rozwiązań spowoduje konieczność jednorazowej aktualizacji umów, na podstawie których przedsiębiorstwa te są zaopatrywane w energię, jeżeli moc umowna obiektu będącego w posiadaniu przedsiębiorstwa wynosi 300 kW lub więcej. Cykliczne aktualizowanie mocy potrzebnych do wyznaczenia stopni zasilania nie skutkuje zmianą umowy.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Do projektowanego rozporządzenia nie wpłynęły zgłoszenia podmiotów zainteresowanych pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	Data sporządzenia 17 sierpnia 2022 r. Źródło Delegacja ustawowa – art. 11 ust. 6 i 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.) Nr w Wykazie prac legislacyjnych

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (zwany dalej „rozporządzeniem”) realizuje upoważnienie wynikające z art. 11 ust. 6 i 6a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”. W rozporządzeniu wykorzystano doświadczenia ostatnich lat i dostosowano regulacje dotyczące wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła do zmieniających się realiów gospodarczych oraz technologicznych.

Projekt ma na celu zastąpienie obecnie obowiązującego rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. poz. 924) (zwane dalej „rozporządzeniem z 2007 r.”). Delegacją ustawową dla wydania zarówno obecnie obowiązującego, jak i projektowanego rozporządzenia, jest art. 11 ust. 6 i 6a ustawy. Delegacja ta jest elementem szeregu przepisów zawartych w art. 11 tej ustawy, które regulują przesłanki i sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, a także sprzedaży paliw stałych. Obecne brzmienie tego przepisu zostało wprowadzone w związku z transpozycją do polskiego porządku prawnego:

- art. 42 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE oraz
- wymagań dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych.

Powyższe przepisy prawa UE przewidują możliwość wprowadzenia środków zabezpieczających w przypadku nagłego kryzysu na rynku energetycznym i zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub zabezpieczenia osób, urządzeń lub instalacji, a także nienaruszalności sieci na rynku energii elektrycznej. Obecnie, w związku ze zmianami w porządku prawnym UE (dyrektywa 2005/89 została uchylona, a dyrektywa 2009/72/WE utraciła moc z dniem 31 grudnia 2020 r.), standard prawny w tym zakresie wyznacza rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE. Zobowiązuje ono państwa członkowskie UE m.in. do przygotowania tzw. planów gotowości na wypadek zagrożeń (art. 10–13 rozporządzenia 2019/941). Środek przewidziany zatem w projektowanym rozporządzeniu powinien zostać uwzględniony w ww. planie, który zostanie przez Polskę przygotowywany w ramach wykonania ww. aktu prawa UE. Plan ten będzie musiał zostać następnie notyfikowany Komisji Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie zastąpi rozporządzenie z 2007 r. Zastosowanie rozporządzenia z 2007 r. w sierpniu 2015 r. wykazało jego niedoskonałości, pokazało konieczność zmian jego postanowień celem poprawy tak bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również mechanizmów regulujących kwestię ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w sposób jak najmniej uciążliwy dla odbiorców oraz wskazało na niedostosowanie przepisów ww. rozporządzenia do warunków, potrzeb i możliwości komunikacji z odbiorcami.

W szczególności za przyjęciem nowych, poprawionych rozwiązań prawnych przemawia konieczność obiektywizacji sposobu wyznaczania wielkości mocy minimalnej i maksymalnej poboru oraz uszczegółowienie katalogu podmiotowo-przedmiotowego odbiorców, podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (pozostałe powody wymienione zostały w pkt 2 OSR). Stosowanie przepisów rozporządzenia z 2007 r. w sierpniu 2015 r. prowadziło również do powstania wielu niejednoznaczności po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, istotnie utrudniających ich współpracę z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki i przekazywanie temu organowi oczekiwanych przez niego informacji o odbiorcach, których dotyczyły ograniczenia w poborze. Rozporządzenie, dzięki wyeliminowaniu możliwości interpretacyjnych, pozwoli operatorom systemów

elektroenergetycznych na dostarczanie Prezesowi URE jednoznacznych informacji, adekwatnych dla potrzeb organu regulacyjnego, bez potrzeby wcześniejszego wyjaśniania zakresu oczekiwanych przez organ informacji. Umożliwi to Prezesowi URE skuteczne weryfikowanie prawidłowości działania zarówno operatorów sieci, jak i odbiorców podlegających obowiązkowi wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej.

Ponadto rozporządzenie zmienia zasadę informowania odbiorców, których dotyczą ograniczenia, o wielkości obowiązujących ich dostępnych mocy w sytuacji wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opiera wyznaczanie wielkości tych mocy o obiektywne wartości określone na podstawie pomiarów oraz poprawia i zwiększa możliwości komunikacji w formie elektronicznej, ułatwiając odbiorcom dostęp do informacji o wprowadzanych ograniczeniach.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie rozporządzenia. Obowiązujące aktualnie rozporządzenie z 2007 r. od momentu wydania, pomimo znacznych transformacji dokonujących się w gospodarce narodowej, nie uległo zmianie, przy czym nadmienić trzeba, że zostało ono opracowane na podstawie doświadczeń z lat 80. i 90. ubiegłego wieku, kiedy to realizowane były w kraju ostatnie ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W sierpniu 2015 r. fala długotrwałych upałów, obejmująca obszar całego kraju, spowodowała zdecydowane pogorszenie warunków pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (zwanego dalej „KSE”). Pomimo wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSP”) wszystkich operacyjnych środków zaradczych, deficyt mocy wytwórczych, dostępnych dla zbilansowania zapotrzebowania w KSE, osiągnął wartość wskazującą jednoznacznie na wystąpienie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W tych okolicznościach, po wyczerpaniu (we współpracy z użytkownikami systemu) wszelkich dostępnych środków, służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP wprowadził ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (w dniach 10 i 11 sierpnia w trybie na polecenie OSP, a w dniach 12–31 sierpnia w trybie rozporządzenia Rady Ministrów, wydanego na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy).

Realizowane po raz pierwszy od ponad 20 lat ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, wykazały potrzebę aktualizacji zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określonych w rozporządzeniu z 2007 r., celem:

1. obiektywizacji sposobu wyznaczania wielkości mocy minimalnej i maksymalnej poboru, które odbiorca podlegający ograniczeniom może pobierać odpowiednio w 20. i 12. stopniu zasilania, (tj. poprzez wyznaczanie ww. wielkości na podstawie pomiarów mocy średniodzinnej pobieranej przez odbiorcę w okresie 12 miesięcy) oraz na tej podstawie wyznaczanie mocy w pozostałych stopniach zasilania (wielkości mocy, które może pobierać odbiorca w stopniach zasilania od 12. do 20. będą wynikające z równomiernego podziału zakresu mocy od wielkości mocy maksymalnej poboru, określonej dla stopnia 12., do wielkości mocy minimalnej poboru, określonej dla stopnia 20.),
2. doszczegółowienia katalogu podmiotowo – przedmiotowego odbiorców podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
3. dostosowania zasad oraz terminów opracowania, uzgadniania i zatwierdzania planów ograniczeń, do okresów wynikających z uregulowań taryfowych,
4. uregulowania z odbiorcami wielkości mocy obowiązujących odbiorcę w stopniach zasilania od 12. do 20., jak również sposobu corocznej aktualizacji wielkości tych mocy,
5. wprowadzenia pomiędzy operatorami systemu a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nowych form komunikacji, tj. wykorzystania poczty elektronicznej oraz wiadomości SMS,
6. zmianę w zakresie 11. stopnia zasilania, w którym odbiorca, w trakcie trwania ograniczeń, będzie mógł pobierać moc w obiekcie w wielkościach i na zasadach określonych w umowach, na podstawie których świadczone są temu odbiorcy usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (*de facto* na warunkach przed wprowadzeniem ograniczeń – koncepcja zerowego stopnia zasilania),
7. obiektywnej (w oparciu o dokonywane pomiary) weryfikacji wykonania przez odbiorców redukcji mocy w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
8. usunięcia wątpliwości interpretacyjnych, wyeliminowania niejednoznaczności lub korekty przepisów, np. przez objęcie ograniczeniami odbiorców o mocy umownej równej 300 kW (zgodnie z przepisami rozporządzenia z 2007 r. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji lub umowach kompleksowych ustalona została powyżej 300 kW, zaś ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami podlegają odbiorcy energii, dla których wielkość mocy umownej określonej w ww. umowach ustalona została poniżej 300 kW);

Pojawiające się okresowo w ciągu kilku ostatnich lat, w szczególności w okresach letnich, ryzyko braku dostatecznej wielkości rezerw mocy w KSE, w przypadku wykorzystania przez OSP wszystkich dostępnych środków zaradczych może powodować konieczność zastosowania przepisów regulujących wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze

energii elektrycznej. Jak wskazano powyżej zastosowanie przepisów rozporządzenia z 2007 r. wykazało jego niedoskonałości i niedostosowanie do aktualnych warunków, potrzeb i możliwości komunikacyjnych oraz potrzebę jego zmian dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz poprawy sprawności procesu wprowadzania ograniczeń, skutkującego minimalizacją uciążliwości dla odbiorców.

Brak wprowadzenia nowych regulacji w tym zakresie może skutkować nieuzyskaniem odpowiedniego poziomu redukcji poboru mocy na etapie planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz stanowić realne zagrożenie dla prawidłowego funkcjonowania całego KSE w warunkach ekstremalnych. W konsekwencji może to spowodować konieczność wprowadzenia ograniczeń w trybie wyłączeń awaryjnych lub nawet może prowadzić do załamania się prawidłowej pracy KSE i wystąpienia przerw w pracy (tj. zaniku napięcia) całego systemu lub znacznej jego części, czyli zjawiska blackout'u. W takim przypadku wyłączeniami zasilania na danym obszarze zostaliby objęci wszyscy odbiorcy – także ci, którzy podlegają ochronie, co może mieć katastrofalne skutki dla dotkniętych wyłączeniami odbiorców, jak również dla całej gospodarki.

Rozporządzenie jako podstawę do określania wielkości ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przyjmuje dopuszczalne pobory mocy, określane indywidualnie w umowie z każdym odbiorcą podlegającym ograniczeniom. Wartości dopuszczalnych mocy, określonych w umowie, przekazywane będą odbiorcom przez operatorów na podstawie dokonanych pomiarów i według zasad określonych w rozporządzeniu. Jest to kluczowa zmiana w stosunku do przepisów rozporządzenia z 2007 r., zgodnie z którym wielkości mocy w skrajnych stopniach zasilania (11. i 20.) były równe odpowiednio wartości mocy umownej zamawianej przez odbiorcę i wartości mocy tzw. bezpiecznej, deklarowanej przez odbiorcę. Sumaryczne wartości dopuszczalnych poborów mocy wszystkich odbiorców (podlegających ograniczeniom) są podstawą budowy planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, który to plan służy do oceny skali niezbędnych do wprowadzenia ograniczeń, mających na celu likwidację stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i uniknięcie blackout'u. Działanie takie de facto chroni odbiorcę przed skutkami awarii.

W rozporządzeniu wprowadzono mechanizm obiektywizacji sposobu wyznaczania mocy w poszczególnych stopniach zasilania w oparciu o dane pomiarowe, a zatem dane obiektywne (rzeczywisty pobór mocy przez odbiorcę). Dotychczasowy system deklarowania przez odbiorcę minimalnej mocy, wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia (tzw. moc bezpieczna), uniemożliwiał operatorom weryfikację danych podawanych przez odbiorców, co stanowiło zachętę do nadużywania tego systemu. Jako przykład można wskazać fakt, że prowadzone analizy wykazały, że sumaryczna moc pobierana przez odbiorców (zobowiązanych do stosowania się do ograniczeń) jest w okresie weekendów niższa od sumarycznej deklarowanej mocy bezpiecznej, co może wskazywać, że znaczna część odbiorców zawiązała wartość tej mocy w deklaracjach zgłaszanych do planu ograniczeń.

Ponadto dotychczasowy sposób określania wartości mocy maksymalnej (tj. dopuszczalnego poboru mocy w stopniu 11.), polegający na przyjmowaniu wartości mocy umownej jako mocy maksymalnej powoduje, że opracowany na tej podstawie plan nie prezentuje faktycznych, możliwych do osiągnięcia efektów ograniczeń w przypadku ogłoszenia stopni zasilania. Wynika to z faktu pobierania w tym samym czasie przez bardzo wielu odbiorców mocy znacznie mniejszej od zamówionej mocy umownej. Dlatego w sytuacji ogłoszenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej odbiorcy ci – w niskich stopniach zasilania (od 11. aż do 15.–17.) praktycznie nie muszą ograniczać pobieranej przez siebie mocy (bo pobierają mniej niż dopuszczalna wartość mocy w danym stopniu). Skutkuje to w praktyce znikomymi efektami zastosowania niższych stopni ograniczeń.

Odniesienie (według obowiązującego rozporządzenia z 2007 r.) efektów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do mocy umownej powoduje, że wyliczone w planach ograniczeń wartości nie oddają faktycznie możliwych do uzyskania wartości realnych efektów. Te zaś mogą być dopiero określone na podstawie porównania wyliczeń planu, pomiarów oraz żmudnych analiz. Podkreślić należy, że znaczna różnica w danych podanych w planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, a faktycznie uzyskanymi wielkościami po wprowadzeniu ograniczeń (przypadek ograniczeń wprowadzonych w sierpniu 2015 r.) wynika z przyjętej w obowiązującym rozporządzeniu z 2007 r. metodyki określania wartości mocy. Rozporządzenie koryguje tę sytuację poprzez oparcie określenia mocy w poszczególnych stopniach zasilania na danych mierzalnych (pomiarowych), a więc wartościach mocy faktycznie pobieranych przez odbiorcę w okresie 12 miesięcy przed ich określeniem przez operatora. Nowy model wyznaczania stopni zasilania oparty będzie na ww. rocznym zbiorze danych pomiarowych, pozyskiwanych w sposób zdalny – zatem proces poddany będzie automatyzacji. Przewiduje się, że wykorzystanie danych pomiarowych odbiorców i ich obiektów oraz coroczne ich aktualizowanie pozwoli na zastosowanie – w przypadku powstania sytuacji uzasadniającej wprowadzenie ograniczeń, stopni zasilania lepiej dopasowanych do potrzeb funkcjonowania KSE, a zatem jednocześnie mniej dotkliwych dla ogółu odbiorców.

Rozporządzenie ustala nową koncepcję 11. stopnia zasilania, która pozwoli odbiorcom na elastyczne zachowania w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w którym to okresie obniżony dopuszczalny pobór mocy obowiązywać będzie tylko w określonych przedziałach czasowych (szczytach zapotrzebowania). Nowy 11. stopień zasilania wprowadzi tym samym zasadę, że odbiorca będzie mógł pobierać moc w swoim obiekcie w wielkościach

i na zasadach określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy. Jest to o tyle istotne, że dzięki temu odbiorca – dostosowując się do sytuacji kryzysowej, nie będzie musiał w okresach wprowadzenia 11. stopnia zasilania liczyć się z karami nakładanymi przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) za przekroczenia mocy w tym stopniu (dotychczas w 11. stopniu zasilania odbiorca musiał się liczyć z restrykcjami ze strony Prezesa URE za przekroczenia mocy umownej w tym stopniu).

W rozporządzeniu zastosowano tzw. model obiektowy, w którym to modelu określa się wartości mocy w poszczególnych stopniach zasilania dla uprzednio określonych obiektów odbiorcy (dla których wielkość mocy umownej, określona w umowie przesyłania albo dystrybucji lub umowie kompleksowej, ustalona została w wysokości 300 kW lub wyższej). Rozporządzenie rewiduje i ujednolica zasady oraz kryteria kwalifikowania odbiorców podlegających ograniczeniom oraz podmiotów podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami.

W rozporządzeniu dokonano również korekty terminów i zasad opracowywania, uzgadniania oraz zatwierdzania opracowanych przez operatorów planów ograniczeń poprzez odpowiednie dostosowanie do okresów wynikających z uregulowań taryfowych. Plan wprowadzania ograniczeń dla obiektu opracowuje się, w formie dokumentowej, na podstawie wielkości mocy, obowiązujących odbiorcę w danym obiekcie, według stanu na dzień 1 stycznia danego roku.

Po wejściu w życie rozporządzenia niezbędne będzie również przeprowadzenie jednorazowego działania, polegającego na dostosowaniu (aktualizacji do nowych zasad wprowadzanych rozporządzeniem) umów, na podstawie których świadczone są każdemu odbiorcy (podlegającemu ograniczeniom) usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Wprowadzanie do umów wartości ograniczeń na kolejny rok nie będzie wymagało dostosowania umowy, gdyż zmiana będzie dokonywała się automatycznie – po przesłaniu odbiorcy odpowiednich danych i informacji. Wprowadzenie zmian do ww. umów będzie możliwe poprzez zmianę instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 5a ustawy wprowadzonego ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093).

Wprowadzenie w rozporządzeniu nowych regulacji przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy KSE. Zapewni również odbiorcom podlegającym ograniczeniom szybszy dostęp do informacji o wprowadzonych ograniczeniach oraz stopniach zasilania, umożliwi kontrolę dostosowania się do ogłoszonych ograniczeń oraz bardziej sprawną komunikację pomiędzy operatorami a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom. Rozporządzenie pozwala przy tym wykorzystać skuteczniejsze, a przede wszystkim szybsze kanały komunikacji pomiędzy operatorami a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom.

Poprzez wprowadzenie zasady stanowienia poszczególnych stopni zasilania na podstawie danych pomiarowych rozporządzenie spowoduje, że możliwe będzie wprowadzenie przez OSP niższych stopni zasilania (tj. redukcji na niższym poziomie), co w sytuacji ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej ma szczególne znaczenie dla odbiorców.

Rozporządzenie, poprzez nowe podejście do sposobu określania wielkości mocy w poszczególnych stopniach zasilania opartego na modelu pomiarowym (obiektywnym), powoduje urealnienie wartości mocy w poszczególnych stopniach zasilania w opracowywanych przez operatorów systemu planach ograniczeń. Podkreślić należy, iż zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od dnia 1 września 2014 r. do dnia 31 sierpnia 2015 r., uzgodnionym z Prezesem URE, dla obszaru działania OSP, dla kolejnych stopni zasilania, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, prognoza efektów ich zastosowania (dla szczytu rannego) powinna była kształtować się dla sierpnia 2015 zgodnie z **Tabelą 1**.

Tabela 1

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	11 584	0	0
12	10 698	886	886
13	9 910	788	1 674
14	9 103	807	2 481
15	8 297	806	3 287
16	7 515	782	4 069
17	6 706	809	4 878
18	5 908	798	5 676
19	5 058	850	6 526
20	3 933	1 125	7 651

Konstruowany aktualnie (w cyklach rocznych) plan wprowadzania ograniczeń, oparty o moc umowną (dla stopnia 11.), moc tzw. bezpieczną (dla stopnia 20.) deklarowaną przez odbiorcę podlegającego ograniczeniom, oraz równomierny podział mocy pomiędzy tymi wartościami, jest planem wyłącznie orientacyjnym i szacunkowym (wartości w tabeli byłyby realne, gdyby w 11. stopniu zasilania, wszyscy odbiorcy podlegający ograniczeniom pobierali moc w wysokości mocy umownej, a w 20. stopniu zasilania deklarowana moc tzw. bezpieczna była wartością weryfikowalną, a nie wyłącznie deklaratywną). Zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń dla ww. okresu maksymalny (dla 11. stopnia zasilania) pobór mocy podmiotów podlegających ograniczeniom powinien wynosić 11 584 MW, zaś minimalny (dla 20. stopnia zasilania) powinien wynosić 3 933 MW. Wprowadzenie ograniczeń według planu powodować więc powinno maksymalny efekt w wysokości 7 651 MW.

Wprowadzone w dniu 10 sierpnia 2015 r. (poniedziałek) ograniczenia w postaci ogłoszenia 20. stopnia zasilania pokazały, iż uzyskane przez OSP efekty dla 20. stopnia były dużo niższe. OSP, na podstawie danych pomiarowych mocy średniogodzinnej pozyskanych od operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) posiadających połączenia z siecią przesyłową i na podstawie poboru mocy średniogodzinnej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej, dokonał porównania wartości maksymalnych poborów mocy w kolejne poniedziałki w okresie poprzedzającym wprowadzenie ograniczeń z poborem minimalnym w pierwszym dniu wprowadzenia ograniczeń (tj. także poniedziałek – 10 sierpnia 2015 r.). Maksymalny pobór mocy, w kolejne poniedziałki w okresie poprzedzającym wprowadzenie ograniczeń, wynosił średnio ok. 5 750 MW. Pobór mocy w dniu 10 sierpnia 2015 r. osiągnął minimum po ogłoszeniu ograniczeń, we wczesnych godzinach popołudniowych i wyniósł prawie 3 660 MW, w związku z czym efekt wprowadzenia 20. stopnia zasilania w odniesieniu do średniego poboru w analogicznych dniach przed i po ogłoszeniu ograniczeń wyniósł ok. 2 090 MW, co jest wielkością znacznie poniżej określonego w Planie Ograniczeń poziomu 7 651 MW.

Doświadczenia odbiorców podlegających ograniczeniom w sierpniu 2015 r. nie pozostały bez wpływu na kolejne aktualizacje planu wprowadzania ograniczeń. Zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od dnia 1 września 2016 r. do dnia 31 sierpnia 2017 r., uzgodnionym z Prezesem URE, dla obszaru działania OSP, dla kolejnych stopni zasilania, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wielkości maksymalnego poboru w danym stopniu zasilania oraz prognoza efektów ich zastosowania powinna dla sierpnia 2017 r. kształtować się zgodnie z **Tabelą 2**.

Tabela 2

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	14 890	0	0
12	13 924	966	966
13	13 046	878	1 844
14	12 170	876	2 720
15	11 293	877	3 596
16	10 405	888	4 485
17	9 544	861	5 346
18	8 643	901	6 247
19	7 733	911	7 157
20	6 688	1 045	8 202

Porównanie wielkości zamieszczonych w **Tabelach 1 i 2** wskazuje na niespełna 30-proc. wzrost wartości maksymalnego poboru mocy przez odbiorców podlegających ograniczeniom w 11. stopniu zasilania (czyli faktycznie bez obowiązywania ograniczeń) przy aż 70-proc. wzroście niezwykle istotnej z punktu widzenia skuteczności wprowadzanych ograniczeń wielkości maksymalnego poboru mocy elektrycznej w 20. stopniu zasilania (odpowiadającej mocy tzw. bezpiecznej, deklarowanej przez odbiorców podlegających ograniczeniom). Powyżej opisany wzrost maksymalnego poboru mocy elektrycznej w 20. stopniu zasilania jest prawdopodobnie skutkiem zjawiska zawyżania przez odbiorców poziomu mocy bezpiecznej. Znaczący wzrost wartości dopuszczalnego poboru mocy w 20. stopniu zasilania, przy zaobserwowanym jednocześnie średnim maksymalnym poborze mocy z KSE dla wszystkich odbiorców podlegających ograniczeniom w wysokości poniżej 50% sumarycznej wielkości umownej tych odbiorców, stwarza ryzyko braku możliwości uzyskania odpowiedniej redukcji poboru mocy po wprowadzeniu ograniczeń, przez co ryzyko wystąpienia blackoutu wzrasta.

Konieczne zatem jest zapewnienie urealnienia w planach ograniczeń wartości liczbowych mocy w poszczególnych stopniach zasilania, w oparciu o wspomniane już na wstępie wartości pomiarowe, które w sposób jednoznaczny wskazują

na rzeczywiste pobory mocy przez odbiorców podlegających ograniczeniom. Na podstawie dokonanej przez operatorów systemów elektroenergetycznych analizy, zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu, na podstawie danych pomiarowych za pełny okres pomiarowy obejmujący 12 miesięcy (I kwartał 2015 r.–III kwartał 2016 r.), wyznaczono moce maksymalnego poboru w poszczególnych stopniach zasilania wraz z prognozą efektów wprowadzenia tych stopni. Wyniki analizy spodziewanych efektów zawiera **Tabela 3**.

Tabela 3 *)

Stopień zasilania	Maksymalny pobór mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania [MW]	Efekty ograniczeń [MW]	
		w stopniu zasilania	narastająco
11	10 629	0	0
12	9 689	940	940
13	8 749	940	1 880
14	7 809	940	2 820
15	6 869	940	3 760
16	5 929	940	4 700
17	4 989	940	5 640
18	4 049	940	6 580
19	3 109	940	7 520
20	2 169	940	8 460

*) Wartości zawarte w Tabeli 3 zostały określone na podstawie analizy, która została przeprowadzona na bazie rzeczywistych danych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dla około 40% odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej objętych planem wprowadzania ograniczeń (obowiązującym tych odbiorców w okresie od dnia 1 września 2016 r. do dnia 31 sierpnia 2017 r.).

Powyższe wielkości maksymalnego poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania (przez wszystkie podmioty podlegające ograniczeniom na terenie całego kraju), w przypadku ich uwzględnienia w uzgadnianym przez OSP z Prezesem URE planie wprowadzania ograniczeń (tj. planie opracowywanym zgodnie z rozporządzeniem), przez zaimplementowane mechanizmy będą znacząco bliższe wielkościom możliwym do osiągnięcia w rzeczywistości. Dopiero wprowadzenie w życie proponowanego rozporządzenia pozwoli osiągnąć efekt rzeczywistej redukcji w 20. stopniu zasilania zbliżony do wartości 8.460 MW (Tabela 3), a nie, jak to miało miejsce w dniu 10 sierpnia 2015 r., faktycznej redukcji ok. 2.090 MW zamiast 7.651 MW wynikającej z planu ograniczeń 2014/2015.

Zgodnie z delegacją ustawową rozporządzenie określa „rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. W § 5 ust. 1 określono „rodzaj” odbiorców podlegających ograniczeniom, jako tych, dla których moc umowna dla obiektu wynosi 300 kW i więcej. Projekt rozporządzenia określa również, co to jest „obiekt”. Są to nowe przepisy, które w inny niż dotychczas sposób określają rodzaje odbiorców podlegających ograniczeniom. Jest to ważny przepis, bez którego rozporządzenie stanie się niejako bezprzedmiotowe – nie będzie określać odbiorców podlegających ograniczeniom, nie będzie wskazywało, gdzie mają zostać określone moce umowne dla obiektu, co spowoduje brak możliwości „egzekucji” zapisów rozporządzenia. Powyższy przepis nie wymaga jakiegokolwiek zmiany umowy. Mówi tylko, jaki warunek zawarty w umowie spowoduje podleganie ograniczeniom. Tu chodzi o sytuację gdy w umowie suma mocy umownych określona została na poziomie co najmniej 300 kW. Ten przepis nie traktuje o zmianie umowy, tylko określa, jakiego rodzaju umowy posiadają odbiorcy, do których stosuje się rozporządzenie.

Z § 5 ust. 1 związany jest również przepis przejściowy § 16 ust. 2, który określa sposób wyznaczania dla obiektu odbiorcy wielkości mocy minimalnej poboru oraz mocy maksymalnej poboru w przypadku, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy tego nie umożliwia. W tym przypadku umowy pozostają bez zmian. Przepis ten reguluje jedynie lukę w stanach faktycznych wpływających na stan prawny.

W § 13 ust. 1 zawarty został zweryfikowany katalog przypadków, w jakich ograniczenia zarówno w sprzedaży paliw stałych, jak i dostarczaniu ciepła, nie mogą powodować zakłóceń w funkcjonowaniu różnego rodzaju obiektów. Przez analogię do § 4 ust. 2 pkt 3 ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu ciepła nie mogą powodować zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń lub ich zespołów, przeznaczonych bezpośrednio do wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła lub wydobywania, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Poszczególne kraje członkowskie OECD/UE mają własne systemy regulacji prawnych pozwalających na wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w celu zachowania prawidłowego funkcjonowania KSE w przypadkach niedoboru mocy. Rozwiązania te są uregulowane w prawodawstwie tych krajów lub w kodeksach sieci stosowanych przez operatorów systemu.

Stosowane przez inne kraje rozwiązania oparte są m.in. na opracowywaniu planu ograniczeń oraz wprowadzaniu różnych rodzajów stopni (poziomów) ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej – rozwiązanie stosowane w większości państw europejskich, a zasady zbliżone do modelu przyjętego w Polsce, opracowywaniu analiz ryzyka wystąpienia niedoboru mocy w KSE lub programach DSR (*ang. Demand Side Response*) jako podstawowym narzędziem stosowanym w pierwszej fazie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przed wprowadzeniem ograniczeń w systemie nakazowym (administracyjnym).

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów elektroenergetycznych	Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego (OSP), Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)	Dane Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki	▪ Zapewnienie większej stabilności działania systemu elektroenergetycznego w Polsce; ▪ zapewnienie możliwości skutecznego przekazywania informacji nt. wprowadzonych ograniczeń przez operatorów systemu odbiorcom podlegającym tym ograniczeniom.
Odbiorcy o mocy umownej 300 kW i wyższej	Wartość zmienna w czasie – aktualnie ok. 9 000 odbiorców w Polsce	Dane własne OSD i OSP	Ograniczenie w poborze energii elektrycznej, bez konieczności całkowitego pozbawienia zasilania.
Odbiorcy o mocy umownej poniżej 300 kW	Wartość zmienna w czasie – dla obszaru całego kraju ok. 14 mln gospodarstw domowych w Polsce	GUS; Prognoza gospodarstw domowych na lata 2016 - 2050	Uniknięcie przerw w zasilaniu odbiorców podlegających ochronie w przypadku blackout'u obejmującego obszar kraju (lub jego części).

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt był przedmiotem pre-konsultacji. Na etapie przygotowywania projektu założenia były konsultowane na roboczo z PSE S.A., Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Urzędem Regulacji Energetyki.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 3) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 4) Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE),
- 5) Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
- 6) Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego,
- 7) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT)
- 8) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
- 9) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.,
- 10) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 11) Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju,
- 12) Client Earth Prawnicy dla Ziemi,
- 13) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE),
- 14) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE),

- 15) Polska Izba Magazynów Energii (PIME),
16) Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej (OSDnEE),
17) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
18) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
19) PKP Energetyka S.A.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy zadań związków zawodowych, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych związków zawodowych:

- 1) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność”,
- 2) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
- 3) Forum Związków Zawodowych.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP,
- 2) Konfederacja Lewiatan,
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego,
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt 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 wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

Źródła finansowania	Kapitały własne operatorów systemów elektroenergetycznych. W przypadku niektórych odbiorców niezbędne będzie dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych zgodnie z wymaganiami ustawy i aktów wykonawczych wydanych na jej podstawie.							
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja nie wymaga wydatkowania środków z budżetu państwa.							
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
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Wejście w życie rozporządzenia spowoduje konieczność jednorazowej aktualizacji umów, na podstawie których przedsiębiorstwa te są zaopatrywane w energię, jeżeli moc umowna obiektu będącego w posiadaniu przedsiębiorstwa wynosi 300 kW lub wyżej. Cykliczne aktualizowanie mocy potrzebnych do wyznaczenia stopni zasilania nie skutkuje zmianą umowy.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Wejście w życie rozporządzenia spowoduje konieczność jednorazowej aktualizacji umów, na podstawie których przedsiębiorstwa te są zaopatrywane w energię, jeżeli moc umowna obiektu będącego w posiadaniu przedsiębiorstwa wynosi 300 kW lub wyżej. Cykliczne aktualizowanie mocy potrzebnych do wyznaczenia stopni zasilania nie skutkuje zmianą umowy.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Zapewnienie dostaw energii elektrycznej (bez konieczności wprowadzania stosowania wyłączeń awaryjnych), w przypadku zagrożeń w funkcjonowaniu KSE spowodowanych brakiem wystarczającego poziomu mocy w KSE.						
Niemierzalne								
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Zastosowanie w praktyce przepisów rozporządzenia uwarunkowane jest wystąpieniem określonych sytuacji lub ich splotu wymuszających konieczność wprowadzenia ograniczeń (utrzymująca się przez wiele dni fala upałów, bardzo niski poziom wód służących do chłodzenia bloków, remonty jednostek wytwórczych w newralgicznych węzłach KSE, brak możliwości pozyskania mocy od zagranicznych operatorów systemu, awaria w systemie). Powyższe może nie zaistnieć przez szereg lat – w takim przypadku rozporządzenie nie ma żadnego wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorstw. W przypadku zaistnienia okoliczności powodujących zastosowanie przepisów rozporządzenia, wpływ ten będzie uzależniony od okresu obowiązywania ograniczeń, wprowadzonych stopni zasilania oraz liczby przedsiębiorstw, które będą podlegać ograniczeniom (jest to wielkość zmienna ze względu na: obszar wprowadzanych ograniczeń, ciągły proces przyłączania nowych podmiotów, proces zmian mocy umownej, procesy podziału przedsiębiorstw i wydzielania ze struktur przedsiębiorstw określonych działalności lub wydzielania nowych podmiotów z przedsiębiorstw już funkcjonujących na danym rynku, likwidację przedsiębiorstw). Alternatywą jest wystąpienie awaryjnych wyłączeń odbiorców na pewnych obszarach kraju lub nawet w całym kraju (tzw. blackout), skutkujących wystąpieniem znacznych strat w gospodarce narodowej.							

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: skrócenie czasu przekazania informacji do odbiorców energii nt. wprowadzonych ograniczeń oraz zmiany stopni zasilania.	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy	
Komentarz: Rozporządzenie wprowadza sposób komunikacji z wykorzystaniem poczty elektronicznej oraz wiadomości tekstowej (SMS), pomiędzy operatorami systemu a odbiorcami podlegającymi ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.		
9. Wpływ na rynek pracy		
Brak wpływu.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☒ inne: sytuacja społeczna i ekonomiczna osób niepełnosprawnych oraz osób starszych.	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Projektowana regulacja nie wpłynie na sytuację społeczną, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych. Będzie miała natomiast pozytywny wpływ na sytuację ekonomiczną ww. osób.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Rozporządzenie wejdzie w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Rozporządzenie zawiera w większości normy warunkowe, ich zastosowanie jest możliwe w specyficznych okolicznościach, zatem jego zastosowanie jest uzależnione od wystąpienia czynników zewnętrznych.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Ewaluacja jest nieprzewidywalna, mierniki nie powinny być stosowane. Rozporządzenie zawiera normy stosowane w specyficznych, ekstremalnych okolicznościach i jego zadaniem jest łagodzenie negatywnych skutków.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Brak załączników.		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

zmieniające rozporządzenie w sprawie procesów rynku²⁾

Na podstawie art. 11zh ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz. U. poz. 234) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w § 1 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:
„7) zakres informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.”;
- 2) po § 9 dodaje się § 9a w brzmieniu:
„§ 9a. Centralny system informacji rynku energii umożliwia odbiorcy końcowemu dostęp do informacji rynku energii, zarejestrowanych w tym systemie dla punktu pomiarowego tego odbiorcy końcowego, obejmujących:
 - 1) informacje o umowie sprzedaży, umowie kompleksowej, umowie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowie kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
 - 2) zarejestrowane lub wyznaczone dane pomiarowe;
 - 3) informacje o żądaniu wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 2 ustawy albo wniosku o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 5 ustawy, przekazane zgodnie z § 5 pkt 11 lit. a;

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125 oraz Dz. Urz. UE L 152 z 03.06.2022, str. 45).

- 4) żądania, dotyczące załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej, w tym w ramach pracy licznika zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym;
- 5) informacje o wartości wskaźników jakościowych energii elektrycznej, przekazane zgodnie z § 5 pkt 13 lit. a;
- 6) saldo przedpłaty, jeżeli w danym punkcie poboru energii realizowana jest przedpłatowa forma rozliczeń za energię elektryczną.”.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Projekt nowelizacji rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz. U. poz. 234) w sprawie procesów rynku energii (zwany dalej „rozporządzeniem”) stanowi wykonanie rozszerzenia delegacji ustawowej zawartej w art. 11z ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) (zwanej dalej „ustawą - Prawo energetyczne”) o pkt 7 dotyczący zakresu informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. W odniesieniu do ww. przepisu nie przewidziano odrębnego terminu wejścia w życie, a więc wchodzi on w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej.

Rozszerzenie jest niezbędne w celu określenia w przepisach prawa powszechnie obowiązującego szczegółowych praw odbiorcy końcowego w zakresie dostępu do informacji rynku energii przetwarzanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Określenie enumeratywnego katalogu zapewni jednocześnie przejrzystość praw i obowiązków wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, nałożonych na nich przepisem art. 11z ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Spośród szczegółowych argumentów przemawiających za takim rozszerzeniem należy przytoczyć następujące:

- bezpłatny dostęp do własnych danych i informacji dotyczących punktów poboru energii danego odbiorcy końcowego, w tym do danych pomiarowych;
- ułatwienie oraz skrócenie czasu realizacji procesów rynku energii, m.in. zmiany sprzedawcy;
- możliwość weryfikacji indywidualnego poboru oraz oddania energii elektrycznej do sieci;
- możliwość podejmowania decyzji dot. wykorzystania energii elektrycznej i obniżenia kosztu jej użytkowania na podstawie rzetelnych danych;
- możliwość udostępnienia własnych informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, wybranym przez siebie podmiotom, np. w celu uzyskania lepszych ofert sprzedaży energii lub zakupu nowych usług energetycznych;
- zapewnienie bezpieczeństwa informacji i ochrony danych osobowych zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach prawa Unii Europejskiej.

Jednocześnie zaproponowane regulacje pozwolą na jeszcze pełniejszą implementację przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, a w szczególności art. 23, zgodnie z którym *niezależnie od modelu zarządzania danymi stosowanego w każdym państwie członkowskim strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi zapewniają każdej uprawnionej stronie dostęp do danych odbiorcy końcowego zgodnie z ust. 1. Żądane dane powinny być udostępniane uprawnionym stronom w sposób niedyskryminacyjny i jednocześnie. Zapewnia się łatwy dostęp do danych, a odnośne procedury uzyskiwania dostępu do danych podaje się do wiadomości publicznej. Odbiorców końcowych nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami za dostęp do ich danych ani za wnioski o udostępnienie ich danych.*

2. Stan obecny i projektowany stan prawny, a także modele wdrożone w innych krajach

Stan obecny:

Obecnie w przepisach rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii brak jest przepisów określających informacje rynku energii udostępniane odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. Jedynie w art. 11zc ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w sposób ogólny wskazano, że operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii m.in. użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą.

Zgodnie z proponowanymi przepisami, centralny system informacji rynku energii będzie umożliwiał odbiorcy końcowemu dostęp do informacji rynku energii, zarejestrowanych w tym systemie dla punktu pomiarowego tego odbiorcy końcowego, obejmujących:

- 1) informacje o umowie sprzedaży, umowie kompleksowej, umowie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowie kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
- 2) zarejestrowane lub wyznaczone dane pomiarowe;
- 3) informacje o żądaniu wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne albo wniosku o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 4) żądania, dotyczące załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej, w tym w ramach pracy licznika zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym;
- 5) informacje o wartości wskaźników jakościowych energii elektrycznej;
- 6) saldo przedpłaty, jeżeli w danym punkcie poboru energii realizowana jest przedpłatowa forma rozliczeń za energię elektryczną.

Wymieniony katalog informacji pozwoli na pełną realizację uprawnień odbiorcy końcowego wynikających z przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

3. Wejście w życie rozporządzenia

Rozporządzenie wejdzie w życie z dniem wejścia w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Jest to identyczna analogiczna data do tej określonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii.

4. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Rozporządzenie jest zgodne z prawem Unii Europejskiej.

5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

Rozporządzenie nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w rozporządzeniu 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.).

Rozporządzenie 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 mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Rozporządzenie nie będzie miało wpływu na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców, gdyż zaproponowane przepisy dotyczą wyłącznie odbiorcy końcowego.

7. Konsultacje projektu

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniające rozporządzenie w sprawie procesów rynku Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pani Anna Łukaszewska-Trzeciakowska Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Departament Elektroenergetyki i Gazu e-mail: lukasz.bartuszek@klimat.gov.pl; tel: 22 369 10 60	Data sporządzenia 7 marca 2023 r. Źródło Art. 11zh ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385) Nr w Wykazie prac Ministra Klimatu i Środowiska ...

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt nowelizacji rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz. U. poz. 234) w sprawie procesów rynku energii (zwany dalej „rozporządzeniem”) stanowi wykonanie rozszerzenia delegacji ustawowej zawartej w art. 11zh ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) (zwanej dalej „ustawą - Prawo energetyczne”) o pkt 7 dotyczący zakresu informacji rynku energii udostępnianych odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. W odniesieniu do ww. przepisu nie przewidziano odrębnego terminu wejścia w życie, a więc wchodzi on w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej.

Rozszerzenie jest niezbędne w celu określenia w przepisach prawa powszechnie obowiązującego szczegółowych praw odbiorcy końcowego w zakresie dostępu do informacji rynku energii przetwarzanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Określenie enumeratywnego katalogu zapewni jednocześnie przejrzystość praw i obowiązków wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, nałożonych na nich przepisem art. 11z ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Spośród szczegółowych argumentów przemawiających za takim rozszerzeniem należy przytoczyć następujące:

- bezpłatny dostęp do własnych danych i informacji dotyczących punktów poboru energii danego odbiorcy końcowego, w tym do danych pomiarowych;
- ułatwienie oraz skrócenie czasu realizacji procesów rynku energii, m.in. zmiany sprzedawcy;
- możliwość weryfikacji indywidualnego poboru oraz oddania energii elektrycznej do sieci;
- możliwość podejmowania decyzji dot. wykorzystania energii elektrycznej i obniżenia kosztu jej użytkowania na podstawie rzetelnych danych;
- możliwość udostępnienia własnych informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, wybranym przez siebie podmiotom, np. w celu uzyskania lepszych ofert sprzedaży energii lub zakupu nowych usług energetycznych;
- zapewnienie bezpieczeństwa informacji i ochrony danych osobowych zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach prawa Unii Europejskiej.

Obecnie w przepisach rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii brak jest przepisów określających informacje rynku energii udostępniane odbiorcy końcowemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. Jedynie w art. 11zc ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w sposób ogólny wskazano, że operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii m.in. użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą.

Jednocześnie zaproponowane regulacje pozwolą na jeszcze pełniejszą implementację przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, a w szczególności art. 23, zgodnie z którym *niezależnie od modelu zarządzania danymi stosowanego w każdym państwie członkowskim strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi zapewniają każdej uprawnionej stronie dostęp do danych odbiorcy końcowego zgodnie z ust. 1. Żądane dane powinny być udostępniane uprawnionym stronom w sposób niedyskryminacyjny i jednocześnie. Zapewnia się łatwy dostęp do danych, a odnośne procedury uzyskiwania dostępu do danych podaje się*

do wiadomości publicznej. Odbiorców końcowych nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami za dostęp do ich danych ani za wnioski o udostępnienie ich danych.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Zgodnie z proponowanymi przepisami, centralny system informacji rynku energii będzie umożliwiał odbiorcy końcowemu dostęp do informacji rynku energii, zarejestrowanych w tym systemie dla punktu pomiarowego tego odbiorcy końcowego, obejmujących:

- 1) informacje o umowie sprzedaży, umowie kompleksowej, umowie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej lub umowie kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej;
- 2) zarejestrowane lub wyznaczone dane pomiarowe;
- 3) informacje o żądaniu wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne albo wniosku o wznowienie dostarczania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 6b ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 4) żądania, dotyczące załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej, w tym w ramach pracy licznika zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym;
- 5) informacje o wartości wskaźników jakościowych energii elektrycznej;
- 6) saldo przedpłaty, jeżeli w danym punkcie poboru energii realizowana jest przedpłatowa forma rozliczeń za energię elektryczną.

Wymieniony katalog informacji pozwoli na pełną realizację uprawnień odbiorcy końcowego wynikających z przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

W Norwegii, Danii i Finlandii ustawodawca rozwiązał problem wymiany informacji rynku energii analogicznie jak w Polsce. Regulacje prawne określają procesy rynku energii oraz nietechniczne wytyczne ich realizacji.

W Belgii przyjęto rozwiązanie polegające na publikacji procesów podlegających pośrednictwu odpowiednika CSIRE w formie dokumentu prywatnego. Dokument ten jest wypracowywany na sformalizowanej platformie współpracy dotyczącej rynku energii elektrycznej, skupiającej użytkowników systemu (przedsiębiorstwa obrotu, operatorzy systemów) i organy regulacyjne.

Norwegia:

Pierwotnie model wymiany komunikatów w ramach rynku energii elektrycznej opierał się o Ediel czyli ustandaryzowany, ale zdecentralizowany system wymiany informacji, co oznacza, że wszyscy OSD byli odpowiedzialni za przetwarzanie danych pomiarowych i innych informacji pomimo istnienia portalu komunikacyjnego i wspólnego standardu. Skutkowało to złożonymi procesami biznesowymi, ponieważ uczestnicy rynku energii elektrycznej musieli komunikować z każdym operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD), aby uzyskać dostęp do przedmiotowych danych. Krajowy organ regulacyjny regulował wymianę informacji w Ediel dotyczących m.in. zmiany sprzedawcy, przetwarzania informacji o odbiorcach końcowych, itd. Dane pomiarowe musiały być wysyłane co najmniej raz w roku, od odbiorcy końcowego do OSD. Dane pomiarowe oraz informacje o odbiorcach końcowych były przechowywane przez OSD. W związku z powyższym w lutym 2019 r. został oddany do użytku Elhub, czyli centralny system informatyczny, który wspiera i usprawnia procesy na rynku energii elektrycznej, takie jak sprzedaż energii elektrycznej, wprowadzanie i wyprowadzanie oraz zmianę odbiorcy końcowego w punkcie poboru energii, a także dystrybucję i agregację wartości pomiarowych dla całego zużycia i produkcji energii w Norwegii. Elhub AS jest w całości własnością Statnett, który jest odpowiedzialny za obsługę i zarządzanie Elhub.

Dania:

Duński DataHub to centralna platforma rynkowa ułatwiająca wszelką wymianę informacji i procesy rynkowe między uczestnikami rynku energii elektrycznej. DataHub został uruchomiony w 2013 roku. Generacja 2.0 DataHub (będąca własnością i obsługiwana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) została wprowadzona 1 kwietnia 2016 roku, kiedy to w Danii został wdrożony model zorientowany na sprzedawcę. Istotą tego nowego modelu rynku jest umieszczenie konsumentów w centrum rynku. Sprzedawca jest jedynym punktem kontaktowym dla odbiorców na rynku energii elektrycznej. Konsument otrzymuje tylko jedną połączoną fakturę za energię elektryczną, którą sprzedawca generuje na podstawie danych i informacji cenowych z DataHub. Sprzedawca jest odpowiedzialny za opłacanie taryf i podatków jako usługi hurtowe na rzecz OSD i OSP. OSD są odpowiedzialni za odprowadzanie podatków do organów podatkowych. Wszyscy gracze rynkowi muszą podpisać i zaakceptować warunki uczestnictwa w DataHub. Wszystkie wartości pomiarowe są gromadzone przez OSD i przekazywane do DataHub, z którego informacje są udostępniane uprawnionym podmiotom rynkowym, odbiorcom końcowym i odpowiednim stronom trzecim. Konsument może uzyskać dostęp do własnych informacji w DataHub, używając podpisu cyfrowego (eID / NemID) jako unikalnej identyfikacji. Sprzedawcy mają swobodę wyboru sposobu wizualizacji danych dotyczących zużycia dla swoich konsumentów, z tymże sprzedawcy powinni spełniać pewne minimalne wymagania, aby ułatwić konsumentom

dostęp do ich danych pomiarowych. Konsumenci mogą w pełni kontrolować, w jaki sposób i kiedy doradcy energetyczni, usługodawcy i inne strony trzecie mogą uzyskać dostęp do ich danych dotyczących zużycia energii elektrycznej. Częstotliwość odczytu danych pomiarowych waha się od 15 minut do jednej godziny, a dla niektórych punktów pomiarowych podawane są wartości kwartalne lub roczne.

Finlandia:

Fingrid Datahub Oy jest spółką zależną, będącą w całości własnością Fingrid Oyj, powołaną do obsługi zadań operacyjnych scentralizowanego systemu wymiany informacji datahub. Do głównych zadań spółki będzie należało zapewnienie i rozwój scentralizowanego systemu wymiany informacji i innych usług oraz administrowanie zarejestrowanymi informacjami na potrzeby rynku energii elektrycznej. Datahub to scentralizowany system wymiany informacji dla detalicznego rynku energii elektrycznej, który będzie przetwarzał dane z 3,5 miliona punktów pomiarowych energii elektrycznej w Finlandii. Z informacji zawartych w datahub będzie korzystać około 100 sprzedawców energii elektrycznej oraz ponad 80 operatorów systemów elektroenergetycznych obsługujących odbiorców końcowych energii elektrycznej. Fiński datahub będzie przetwarzał dane związane z umowami na dostawy energii elektrycznej, punktami poboru energii i zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, co przyspieszy realizację procesów rynku energii. Wspólny system umożliwi także rozwój nowych typów aplikacji dla odbiorców energii elektrycznej, takich jak aplikacje umożliwiające użytkownikowi systemu oszczędzanie energii czy monitorowanie jej zużycia. Odbiorca energii elektrycznej będzie miał możliwość wglądu do swoich informacji przechowywanych w systemie. Będzie się to odbywać w portalu obsługi klienta Datahub, oprócz usług online. Usługa ta zapewni wyświetlenie danych osobowych użytkownika i informacji o zużyciu energii elektrycznej. Logowanie się do serwisu będzie wykorzystywało silne uwierzytelnianie Suomi.fi. Posiadanie osobistego kodu identyfikacyjnego zapewni odbiorcy końcowemu dostęp do portalu klienta Datahub, a także umożliwi upoważnienie innego podmiotu do dostępu do informacji o tym odbiorcy.

Holandia:

EDSN to organizacja ICT należąca do wszystkich OSD, prowadząca kilka baz danych. Celem EDSN jest zapewnienie optymalnego funkcjonowania holenderskiego rynku energii elektrycznej w okresie przejściowym poprzez jednolite metody komunikacji, przejrzyste procesy rynkowe i bezpieczny dostęp do danych. OSD, sprzedawcy, operatorzy systemów elektroenergetycznych i inne strony, takie jak podmioty odpowiedzialne za bilansowanie, są uprawnieni do dostępu do każdej z tych baz danych. Zarówno internetowy interfejs czasu rzeczywistego dla osób fizycznych, jak i interfejs czasu rzeczywistego dla wysyłanych poleceń. Dostęp sprzedawcy do np. danych pomiarowych konsumenta jest dozwolony, gdy uzyskał on wyraźną i świadomą zgodę od danego konsumenta. Jeżeli konsument wyraził zgodę na zdalny dostęp do swojego licznika zdalnego odczytu, sprzedawca ma obowiązek wówczas zdalnego pobierania danych pomiarowych (za pośrednictwem OSD) co najmniej raz na dwa miesiące; wartości pomiarowe z liczników konwencjonalnych są raportowane corocznie od odbiorcy końcowego do sprzedawcy, a następnie do bazy danych DSO. Wartości pomiarowe mają roczną częstotliwość i są razem z danymi odbiorców końcowych przechowywanymi w centralnej bazie danych DSO prowadzonej przez EDSN. W tym szybko zmieniającym się środowisku EDSN koncentruje się na ciągłym doskonaleniu swoich usług ułatwiających rynek. Aktualne inicjatywy obejmują:

- Portal odbiorcy końcowego dający temu odbiorcy kontrolę nad własnymi danymi pomiarowymi,
- Centralna usługa przechowywania i wymiany danych strukturalnych zarówno scentralizowanych, jak i rozproszonych elektrowni w Holandii,
- Scentralizowane i jednolite procesy alokacji i uzgadniania,
- Dostępność usług 24/7.

Belgia:

Belgijski system wymiany danych rynkowych Ediel jest modelem zdecentralizowanym, w którym każdy OSD ma własne centrum danych. Zgodnie z prawem centra danych są spółkami działającymi w ramach OSD, co ułatwia istnienie zaledwie kilku OSD ze wspólnymi akcjonariuszami. Dostęp do danych dla uczestników rynku energii jest obsługiwany przez interfejs „sieci o wartości dodanej” zapewniający ich standaryzację. Istnieje również dostęp tzw. low-tech przez portal internetowy o ograniczonych funkcjonalnościach, np. dla mniejszych sprzedawców, gdzie wartości pomiarowe są corocznie raportowane od odbiorcy końcowego do OSD. Wartości pomiarowe mają częstotliwość miesięczną. Dane pomiarowe i dane odbiorców końcowych są przechowywane przez OSD.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17 935 tys.	BIP URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej 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.

- 1) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 2) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
- 3) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 4) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 5) Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej,
- 6) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji,
- 7) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
- 8) Federacja Konsumentów,
- 9) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
- 2) Prezes Głównego Urzędu Miar,
- 3) Prezes Urzędu Ochrony Danych Osobowych.

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 rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

[illegible]

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	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku energii elektrycznej. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te określone już na poziomie Oceny Skutków Regulacji do ustawy z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy											
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 2020 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Pośrednia korzyść wynikająca z faktu, że wymiana informacji rynku energii między przedsiębiorstwami energetycznymi odbywać się będzie sprawniej dzięki jej standaryzacji oraz elektronizacji.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	J.w.										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	J.w.										
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu przedmiotowej regulacji na osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze.										
Niemierzalne												

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Rozporządzenie będzie miało pozytywny wpływ na sytuację odbiorcy końcowego. Dzięki szczegółowemu określeniu zakresu informacji rynku energii udostępnianych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, odbiorcy ci staną się aktywnym uczestnikiem rynku energii, będą mieli wpływ na własne zużycie energii elektrycznej oraz dostęp do danych pomiarowych, zostanie wobec nich skrócony czas na zmianę sprzedawcy, będą mogli skutecznie dochodzić bonifikat za niedotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej, zostanie im przyznana możliwość porównywania ofert konkurujących ze sobą sprzedawców oraz stworzony potencjał do rozwoju mikro-generacji i podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń. Dzięki projektowanym rozwiązaniom otwierają się także nowe możliwości wytwórcze dla tych podmiotów przy zapewnieniu zasady stabilności otoczenia prawnego tak ważnego w prowadzeniu i planowaniu działalności gospodarczej.

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:

Zakłada się, że procesy rynku energii, w zakresie jakim realizowane będą za pośrednictwem CSIRE, przystosowane będą do ich elektronizacji od samego początku funkcjonowania CSIRE. Dodany do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne art. 11zb przewiduje, że podmioty zobowiązane do przekazywania do CSIRE informacji rynku energii dokonają tego w postaci elektronicznej. Kwestia ta stanowi jeden z fundamentalnych warunków sukcesu przedsięwzięcia w zakresie cyfryzacji branży elektroenergetycznej oraz funkcjonowania CSIRE w modelu tzw. *central data hub*.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu na rynek pracy. Pośredni wpływ na rynek pracy mógłby wynikać z ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz Oceny Skutków Regulacji do tej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne
☐ sytuacja i rozwój regionalny
☐ inne:

☐ demografia
☐ mienie państwowe

☒ informatyzacja
☐ zdrowie

Omówienie wpływu

Realizowanie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE odbywać się będzie w drodze elektronicznej. Spowoduje to wytworzenie standardu komunikacji elektronicznej pomiędzy profesjonalnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej. Standard ten dotyczy będzie kluczowych elementów działalności gospodarczej tych uczestników, który możliwy jest do zrekonstruowania w kluczu zakresu procesów rynku energii określonych w niniejszym projekcie rozporządzenia. Przyczynia się ono do informatyzacji wymiany danych na rynku energii elektrycznej.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Fakt ten ma istotne znaczenie dla rynku energii elektrycznej, gdyż jego wejście w życie precyzuje zakres praw i obowiązków nałożonych na uczestników rynku w zakresie m.in. obowiązku realizowania procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE. Z tego powodu jego szybkie

ogłoszenie rozporządzenia jest istotne jest w celu zapewnienia uczestnikom rynku odpowiedniego czasu na przygotowanie się do realizowania tych procesów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektu nastąpi pośrednio poprzez umożliwienie realizacji określonych procesów rynku energii w ramach zawartych w wytycznych. Nie przewiduje się obowiązku sporządzania dedykowanych sprawozdań w tym zakresie. Pośrednio, ww. korzyści będą wynikać z m.in. corocznego sprawozdania Prezesa URE z jego działalności.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

1. Dokumentacja dot. norweskiego odpowiednika CSIRE:

<https://dok.elhub.no/mdok1102/brs-markedsprosesser/brs-no-311-malerstand-og-antatt-arsforbruk-fra-kraftleverandr>

<https://elhub.no/dokumentasjon-og-miljoer/markedsdokumentasjon/markedsprosesser-og-spesifikasjoner/>

2. Dokumentacja dot. fińskiego odpowiednika CSIRE:

<https://www.fingrid.fi/en/pages/company/datahub-oy/>

<https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/datahub/>

<https://palvelut.datahub.fi/en/datahub/general-info#kayttoonottoinfo>

3. Dokumentacja dot. duńskiego odpowiednia CSIRE:

[https://en.energinet.dk/Electricity/DataHub/Documents\](https://en.energinet.dk/Electricity/DataHub/Documents/)

4. Przegląd rozwiązań w zakresie zarządzania informacjami rynku energii w innych państwach:

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1fbc8e21-2502-c6c8-7017-a6df5652d20b>

5. Efekty pracy pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie standaryzacji wymiany informacji na rynku energii:

<http://cswi.ptpiree.pl/o-cswi>

http://cswi.ptpiree.pl/konferencje/ebix/2015-06-23/2015.06.23-standardy-wymiany-informacji-cswi_v1.pdf

http://cswi.ptpiree.pl/konferencje/ebix/2015-06-23/2015.06.23-koncepcja-wymiany-informacji_ostat.pdf

6. Dokumentacja dot. projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (druk 808 i 865):

<https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/druk.xsp?nr=808>

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12338803>

7. Dokumentacja dot. prac na szczeblu Komisji Europejskiej w zakresie interoperacyjności, dostępu oraz wymiany informacji na rynku energii:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/eg1_main_report_interop_data_access.pdf

<https://ec.europa.eu/transparency/regexpert/index.cfm?do=groupDetail.groupDetail&groupID=2892>

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu,
których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu**

Na podstawie art. 31f ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

§ 1. Koordynator do spraw negocjacji może odmówić rozpatrzenia sporu między odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumentem energii odnawialnej będącym konsumentem, prosumentem wirtualnym energii odnawialnej, prosumentem zbiorowym energii odnawialnej, będącymi konsumentami lub odbiorcą aktywnym będącym konsumentem a przedsiębiorstwem energetycznym, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi w zakresie, o którym mowa w art. 31a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, w przypadku gdy wartość przedmiotu sporu jest mniejsza niż 50 złotych albo większa niż 50 000 złotych.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia²⁾.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania aktu normatywnego

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 31f ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwaną dalej „uPE” i został przygotowany w związku z zmianą ww. przepisu, wprowadzona *ustawą z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*, zwanej dalej „*ustawą*”, która to w zakresie swej regulacji rozszerzyła zakres podmiotów, które mogą skorzystać z postępowania prowadzonego przez koordynatora do spraw negocjacji w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów.

2. Aktualny stan prawny w dziedzinie, której dotyczy projekt rozporządzenia

Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem art. 31a ust. 1 uPE działający przy Prezesie Urzędu regulacji Energetyki Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadził postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi. W związku z tym, na podstawie art. 31f ust. 2 uPE, minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wysokość progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu, uwzględniając określenie ich wysokości na poziomie, który nie utrudnia znacząco odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem dostępu do postępowania. Zgodnie w ww. delegacją ustawową, wydane zostało *rozporządzenie Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu* (Dz. U. poz. 1494).

3. Różnica między dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym

Ustawa wprowadziła zmiany w zakresie powyższych regulacji poprzez rozszerzenie grupy podmiotów, które mogą skorzystać z postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów prowadzonego przez Koordynatora, zaliczając do ich grona również odbiorców

aktywnych będących konsumentami oraz agregatorem i obywatelską społeczność energetyczną.

4. Opis najważniejszych rozwiązań projektu rozporządzenia

W projekcie rozporządzenia rozszerza się zakres podmiotów, których dotyczy postępowanie w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, których tym samym dotyczą progi finansowe wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia Koordynatora do odmowy rozpatrzenia sporu (§ 1).

5. Wejście w życie

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

6. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

7. Notyfikacja

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.

8. Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

9. Konsultacje projektu

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	Data sporządzenia 18.08.2022 r. Źródło art. 31f ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Nr w Wykazie prac

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem art. 31a ust. 1 uPE działający przy Prezesie Urzędu regulacji Energetyki Koordynator do spraw negocjacji, zwany dalej „Koordynatorem”, prowadził postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami wirtualnymi energii odnawialnej lub prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi. W związku z tym, na podstawie art. 31f ust. 2 uPE, minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, wysokość progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu, uwzględniając określenie ich wysokości na poziomie, który nie utrudnia znacząco odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentowi energii odnawialnej będącemu konsumentem dostępu do postępowania. Zgodnie w ww. delegacją ustawową, wydane zostało rozporządzenie Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu (Dz. U. poz. 1494).

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Ustawa wprowadziła zmiany w zakresie powyższych regulacji poprzez rozszerzenie grupy podmiotów, które mogą skorzystać z postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów prowadzonego przez Koordynatora, zaliczając do ich grona również odbiorców aktywnych będących konsumentami oraz agregatorem i obywatelską społeczność energetyczną.

W projekcie rozporządzenia rozszerza się zakres podmiotów, których dotyczy postępowanie w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, których tym samym dotyczą progi finansowe wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia Koordynatora do odmowy rozpatrzenia sporu (§ 1).

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Koordynator do spraw negocjacji przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki	1	Ustawa – Prawo energetyczne	Zmniejszenie ilości rozpatrywanych spraw

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 lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz.U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji publicznych (14 dni) do następujących podmiotów:

1. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
2. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
3. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
4. Stowarzyszenie Elektryków Polskich,

Źródła finansowania		Nie dotyczy						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Nie dotyczy						
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe								
Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z ... r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Nie dotyczy						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Nie dotyczy						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Nie dotyczy						
Niemierzalne								
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń								
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu								
X nie dotyczy								
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).				☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy				
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:				☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:				
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.				☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy				
Komentarz:								

9. Wpływ na rynek pracy	
Nie dotyczy	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne: ☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Projekt 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?	
Nie dotyczy	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Nie dotyczy	

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie
paliwami gazowymi**

Na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

ROZDZIAŁ 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf dla paliw gazowych;
- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) charakterystyka poboru lub zatłaczania paliw gazowych - określone w umowie lub rzeczywiste wielkości określające w szczególności:
 - a) roczną ilość energii zawartej w odbieranych lub w zatłaczanych paliwach gazowych i nierównomierność ich odbioru lub zatłaczania w czasie,
 - b) godzinową lub dobową ilość energii zawartej w odbieranych lub w zatłaczanych paliwach gazowych,
 - c) ciśnienie w miejscu dostarczania lub zatłaczania paliwa gazowego;
- 2) grupa przyłączeniowa - grupę w rozumieniu § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2018 r. poz. 1158 i 1814);

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

- 3) grupa taryfowa - grupę odbiorców dostarczających lub odbierających paliwa gazowe z systemu gazowego lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, dla których określa się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
- 4) moc odbioru - maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym odbieranym z instalacji magazynowej w ciągu jednej godziny;
- 5) moc przyłączeniowa - moc w rozumieniu § 2 pkt 2 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
- 6) moc umowna - maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym, którą w okresie godziny lub doby można dostarczyć do lub odebrać z systemu gazowego lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, określoną w umowie:
 - a) sprzedaży paliw gazowych,
 - b) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
 - c) o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego,
 - d) kompleksowej- na okres od godziny 600 dnia 1 października danego roku do godziny 600 dnia 1 października kolejnego roku, w przypadku umowy zawartej na czas nieokreślony lub umowy zawartej na czas określony co najmniej jednego roku, albo na czas trwania umowy w przypadku umowy krótkoterminowej;
- 7) moc zatłaczania - maksymalną ilość energii zawartej w paliwie gazowym, którą można zatłoczyć do instalacji magazynowej w ciągu jednej godziny;
- 8) odbiorca - odbiorcę w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;
- 9) okres regulacji - okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 9 ust. 1;
- 10) okres rozliczeniowy - okres przyjęty do rozliczeń za dostarczone paliwo gazowe lub świadczone usługi w zakresie odpowiedniego rodzaju działalności przedsiębiorstwa energetycznego;
- 11) pojemność czynna - pojemność instalacji magazynowej stanowiącą różnicę między jej całkowitą pojemnością a pojemnością niezbędną dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy instalacji magazynowej oraz minimalnego ciśnienia paliw gazowych w okresie ich odbioru;
- 12) pozyskanie paliw gazowych - zakup paliw gazowych, ich wydobywanie, wytwarzanie i przetwarzanie;

- 13) procesowe składowanie - przechowywanie skroplonego gazu ziemnego w zbiorniku magazynowym zainstalowanym w instalacji skroplonego gazu ziemnego w okresie od rozładunku dostawy skroplonego gazu ziemnego do momentu jego odbioru z instalacji po przeładunku, załadunku lub po jego regazyfikacji;
- 14) przedłużone procesowe składowanie - przechowywanie skroplonego gazu ziemnego w zbiorniku magazynowym zainstalowanym w instalacji skroplonego gazu ziemnego przez okres dłuższy niż planowany w harmonogramie na przeprowadzenie procesu regazyfikacji tej ilości gazu ziemnego z mocą określoną w umowie;
- 15) przedpłatowy układ pomiarowy - układ w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2, umożliwiający pobór paliwa gazowego przez odbiorcę tego paliwa w ilości z góry opłaconej;
- 16) przyłącze do sieci gazowej - przyłącze w rozumieniu § 2 pkt 5 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
- 17) punkt wejścia - miejsce dostarczania paliw gazowych do sieci gazowej, w tym z instalacji magazynowej, o określonej lokalizacji fizycznej;
- 18) punkt wyjścia - miejsce odbioru paliw gazowych z sieci gazowej, w tym miejsce dostarczenia paliw gazowych do instalacji magazynowej, o określonej lokalizacji fizycznej;
- 19) punkt wirtualny - punkt w rozumieniu § 2 pkt 10 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
- 20) układ pomiarowy - układ w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 2;
- 21) umowa krótkoterminowa - umowę, o której mowa w art. 5 ust. 2 lub 3 ustawy, zawartą na okres krótszy niż rok;
- 22) usługa krótkoterminowa - usługę świadczoną w okresie krótszym niż rok;
- 23) usługa wirtualnej dystrybucji zwrotnej - usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, polegającą na umownym transporcie paliw gazowych z miejsca ich wydobycia lub wytwarzania lub z instalacji skroplonego gazu ziemnego, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, do punktu wirtualnego w sieci przesyłowej;
- 24) usługa wirtualnego przesyłania zwrotnego - usługę świadczoną przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, polegającą na umownym przesyłaniu paliw gazowych w kierunku przeciwnym do fizycznego przepływu paliw

gazowych w fizycznych punktach wejścia do sieci przesyłowej lub punktów wyjścia z sieci przesyłowej.

§ 2a. Opłaty odpowiadające zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe określonego w umowach, o których mowa w § 3 ust. 2, zaokrągla się do pełnych groszy w ten sposób, że końcówki kwot wynoszące mniej niż 0,5 gr pomija się, a końcówki kwot wynoszące co najmniej 0,5 gr podwyższa się do pełnych groszy.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. 1. Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem paliw gazowych, z uwzględnieniem eliminowania subsydiowania skróśnego.

2. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należności odpowiadające zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, określonego w umowie sprzedaży paliw gazowych lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, lub w umowie o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych, lub w umowie o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, lub w umowie kompleksowej.

§ 4. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 2) sposób ustalania stawek opłat przesyłowych pobieranych:
 - a) na podstawie umów krótkoterminowych,
 - b) za usługi świadczone na zasadach przerywanych,
 - c) w ramach usługi wirtualnego przesyłania zwrotnego;
- 3) sposób ustalania opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych;
- 5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług przesyłania paliw gazowych;
- 6) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 7) sposób ustalania opłat za:

- a) przekroczenie mocy umownej,
 - b) nielegalny pobór paliw gazowych;
- 8) stawkę opłaty za wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania spowodowane było przyczynami, o których mowa w art. 6b ust. 1 i 2 ustawy;
 - 9) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych”;
- 3) sposób ustalania stawek opłat dystrybucyjnych pobieranych:
 - a) na podstawie umów krótkoterminowych,
 - b) za usługi świadczone na zasadach przerywanych,
 - c) w ramach usługi wirtualnej dystrybucji zwrotnej;
- 4) sposób ustalania opłaty za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci niskich, średnich lub podwyższonych średnich ciśnień;
- 5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych;
- 6) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług dystrybucji paliw gazowych;
- 7) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 8) sposób ustalania opłat za:
 - a) przekroczenie mocy umownej,
 - b) nielegalny pobór paliw gazowych;
- 9) stawkę opłaty za wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania spowodowane było przyczynami, o których mowa w art. 6b ust. 1 i 2 ustawy;
- 10) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorców.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi ustala w taryfie:

- 1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) ceny paliw gazowych;
- 3) stawki opłat abonamentowych;

- 4) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, które zawiera z odbiorcami umowy kompleksowe, o których mowa w art. 5 ust. 4 ustawy, dodatkowo podaje w umowie informację o stosowaniu taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci jest przyłączony odbiorca.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług magazynowania paliw gazowych, zwane dalej „stawkami opłat magazynowych”;
- 3) sposób ustalania stawek opłat magazynowych pobieranych:
 - a) na podstawie umów krótkoterminowych,
 - b) za usługi świadczone na zasadach przerywanych;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług magazynowania paliw gazowych;
- 5) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 6) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego ustala w taryfie:

- 1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług skraplania gazu ziemnego lub usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
- 3) sposób ustalania stawek opłat za świadczenie usług skraplania gazu ziemnego lub usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na podstawie umów krótkoterminowych;
- 4) stawkę opłaty za przedłużone procesowe składowanie skroplonego gazu ziemnego;
- 5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych usług skraplania gazu ziemnego lub usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;
- 6) bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 7) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

§ 4a. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych uwzględnia w taryfie stopień niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy, poprzez uwzględnienie planowanych inwestycji oraz wskaźnika wykonania tego harmonogramu w kalkulacji wartości regulacyjnej aktywów, która jest wyliczana według wzoru:

$$WR_{An+2} = M_n + WSK \cdot x \cdot \frac{1}{2} (Inet_{n+1} + Inet_{n+2}) - \frac{1}{2} \cdot (A_{n+1} + A_{n+2}) - MUE$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

n – rok zatwierdzonego sprawozdania finansowego,

WR_{An+2} – wartość aktywów przyjęta do obliczenia zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, uwzględnionego w taryfie na rok „ $n+2$ ”,

M_n – wartość netto środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych na koniec roku „ n ” z zatwierdzonego sprawozdania finansowego,

WSK – wskaźnik wykonania planowanych nakładów inwestycyjnych w kolejnych 3 latach,

$Inet_{n+1}$ – nakłady inwestycyjne netto w wysokości wynikającej z uzgodnionego planu rozwoju na rok „ $n+1$ ”,

$Inet_{n+2}$ – nakłady inwestycyjne netto w wysokości wynikającej z uzgodnionego planu rozwoju na rok „ $n+2$ ”,

A_{n+1} – amortyzacja planowana na rok „ $n+1$ ”,

A_{n+2} – amortyzacja planowana na rok „ $n+2$ ”,

MUE – wartość środków trwałych i wartości niematerialnych i prawnych sfinansowana ze środków finansowych pochodzących z funduszy Unii Europejskiej, na koniec roku „ n ”, zgodnie z zatwierdzonym sprawozdaniem finansowym

§ 5. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z dostarczaniem paliw gazowych, na podstawie następujących kryteriów:

- 1) rodzaju paliw gazowych;
- 2) charakterystyki technicznej punktów wejścia lub punktów wyjścia;
- 3) charakterystyki funkcjonalnej punktów wejścia lub punktów wyjścia;
- 4) wielkości i charakterystyki zatłaczania lub odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowej;

- 5) wielkości i charakterystyki dostarczania lub odbioru paliw gazowych w miejscach ich dostarczania lub odbioru;
- 6) zakresu świadczonych usług;
- 7) miejsc dostarczania lub odbioru paliw gazowych;
- 8) systemu rozliczeń;
- 9) zużycia paliw gazowych na potrzeby odbiorców w gospodarstwach domowych;
- 10) ilości energii zawartej w paliwie gazowym nabywanym w punkcie wirtualnym;
- 11) odbioru paliw gazowych z użyciem przedpłatowego układu pomiarowego.

2. Odbiorca, który z sieci gazowej odbiera paliwa gazowe z kilku miejsc, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc odbioru, o ile umowa nie stanowi inaczej.

3. Stosując kryteria, o których mowa w ust. 1 pkt 5 i 9, kwalifikacji do grup taryfowych dla odbiorców, którzy pobierają paliwo gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], dokonuje się na podstawie wielkości zużytego paliwa gazowego wyrażonej w jednostkach objętości [m³].

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 6. 1. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

2. Koszty uzasadnione będące podstawą kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w ust. 1, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) przesyłania, dystrybucji, magazynowania i skraplania gazu ziemnego oraz regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego - stanowią planowane, dla danego roku, koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu paliwami gazowymi - stanowią planowane, dla danego roku, koszty uzasadnione związane z wykonywaną działalnością gospodarczą oraz marża na uzasadnionym poziomie.

§ 7. 1. Koszty, o których mowa w § 6 ust. 2, ustala się zgodnie z art. 44 i art. 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości, w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych, planowanych przez

przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

2. Podstawą ustalania i oceny kosztów, o których mowa w § 6 ust. 2, są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, określone na podstawie sprawozdań finansowych zgodnie z art. 44 ust. 2 ustawy.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w § 6 ust. 2, mogą być porównywalne koszty działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych wykonujących - w porównywalnych warunkach - działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

4. Koszty, o których mowa w § 6 ust. 2, ustala się, przyjmując, dla każdego roku okresu regulacji, ilość energii zawartej w paliwach gazowych planowanych do sprzedaży, przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji, planowane wielkości mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru oraz planowaną liczbę pakietów, układów pomiarowych i zawieranych umów.

5. Podstawą oceny ilości energii zawartej w paliwach gazowych planowanych do sprzedaży, przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji, wielkości mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów, układów pomiarowych i zawieranych umów, są odpowiednie dane z roku kalendarzowego poprzedzającego rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

6. W przypadku nowo tworzonych przedsiębiorstw energetycznych lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwa energetyczne nowego rodzaju działalności gospodarczej w zakresie dostarczania paliw gazowych wysokość cen lub stawek opłat kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów i wielkości sprzedaży dla pierwszego roku prowadzenia nowej działalności gospodarczej.

7. Przy ocenie wysokości cen i stawek opłat ustalonych przez podmioty, o których mowa w ust. 6, uwzględnia się analizy porównawcze w zakresie zaplanowanych przez te podmioty kosztów jednostkowych z kosztami przyjętymi do kalkulacji cen i stawek opłat przez inne przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące ten sam rodzaj działalności gospodarczej w podobnej skali.

§ 8. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 9. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem "X", w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$K_{wn} \leq K_{wn-1} \cdot \left[1 + \frac{(RPI - X_n)}{100\%} \right]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{wn}, K_{wn-1} - uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki wykonywania tej działalności, wyznaczone w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem "K_{wn-1}", są równe kosztom z roku poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych, oznaczonych symbolem "X",

X_n - współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat okresu regulacji, w roku zatwierdzenia taryfy dla pierwszego roku okresu regulacji [w %]; współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, zawartych w taryfach,

RPI - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, ogłoszony przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" w [%].

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa lub poprawy efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki

korekcyjne, oznaczone symbolem "Y", w taki sposób, aby przychody, oznaczone symbolem "Pn", spełniały warunek określony wzorem:

$$P_n \leq P_{n-1} \cdot \left[1 + \frac{Y_n}{100\%}\right]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Pn, Pn-1- przychody dla danego rodzaju działalności gospodarczej, wyznaczone w sposób określony w ust. 3,

Yn - współczynniki korekcyjne, ustalane corocznie i uwzględniane w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa zawartych w taryfach, określające zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztów zakupu paliw gazowych i usług związanych z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, wielkości i struktury jego sprzedaży oraz obciążeń podatkowych lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w [%].

3. Przychody "Pn", o których mowa w ust. 2, w zakresie:

- 1) przesyłania paliw gazowych - oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz zamówionych mocy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
- 2) dystrybucji paliw gazowych - oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz liczby układów pomiarowych, ilości energii zawartej w paliwach gazowych i zamówionych mocy, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
- 3) magazynowania paliw gazowych - oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz odpowiednio liczby pakietów, zamówionych pojemności czynnych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
- 4) skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego - oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości energii zawartej w skroplonym gazie ziemnym lub zregazyfikowanym gazie ziemnym i zamówionych mocy, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;
- 5) obrotu paliwami gazowymi - oblicza się jako iloczyn cen i stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania oraz ilości energii zawartej w paliwach gazowych

i liczby układów pomiarowych, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

4. Przychody „P_{n-1}” dla roku poprzedzającego dany rok obowiązywania taryfy, o których mowa w ust. 2, oblicza się odpowiednio w sposób określony w ust. 3, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w obowiązującej taryfie oraz wielkości i struktury sprzedaży paliw gazowych i usług w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

5. Przepis ust. 2 stosuje się w przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uzasadniających zmianę tej taryfy w trakcie okresu jej obowiązywania. W takim przypadku przychody dla danego rodzaju działalności gospodarczej, oznaczone symbolami „P_n” i „P_{n-1}”, oznaczają odpowiednio przychody kalkulacyjne ustalone na podstawie cen i stawek opłat po zmianie taryfy (P_n) i przed jej zmianą (P_{n-1}) kalkulowane na podstawie ilości energii zawartej w paliwach gazowych, mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów i liczby układów pomiarowych przyjętych do kalkulacji taryfy.

§ 10. 1. Przychody pokrywające koszty uzasadnione, ustalone dla każdego roku okresu regulacji, uwzględniają, odpowiednio dla rodzaju działalności, przychody uzyskane z:

- 1) cen i stawek opłat;
- 2) opłat za przekroczenia mocy umownej;
- 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
- 4) tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 ustawy;
- 5) opłat za bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

2. Przychody, o których mowa w ust. 1 pkt 4, są pomniejszane o koszty ponoszone w związku z wykonywaniem umowy i czynnościami wynikającymi z decyzji.

3. Przychody uzyskane z opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, uwzględniają przychody osiągnięte z tych opłat w okresie, o którym mowa w § 7 ust. 2.

4. W przychodach, o których mowa w ust. 1, nie uwzględnia się przychodów:

- 1) uzyskanych z opłat za:
 - a) nielegalny pobór paliw gazowych,
 - b) wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania było spowodowane przyczynami, o których mowa w art. 6b ust. 1 i 2 ustawy;
- 2) stanowiących różnicę między przychodami ze sprzedaży mocy umownych na połączeniach międzysystemowych lub sprzedaży usług magazynowych oferowanych w

trybie aukcji a przychodami, które przedsiębiorstwo energetyczne uzyskałoby w przypadku prowadzenia rozliczeń odpowiednio za sprzedane moce umowne lub sprzedane usługi magazynowe na podstawie stawek opłat ustalonych w taryfie.

5. Ustalając przychody pokrywające koszty uzasadnione dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, uwzględnia się saldo konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 oraz art. 19 i art. 20 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz.Urz. UE L 72 z 17.03.2017, str. 29).

§ 11. W przypadku nieprzewidzianej istotnej zmiany warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej przedsiębiorstwo to może wystąpić z wnioskiem o korektę cen lub stawek opłat ustalonych w taryfie wprowadzonej do stosowania w trybie określonym w art. 47 ustawy, po dokonaniu analizy i oceny skutków ekonomicznych tej zmiany.

§ 12. 1. Stawki opłaty przesyłowej kalkuluje się dla punktów wejścia i punktów wyjścia jako stawki opłaty stałej.

2. Stawki opłaty stałej ustalone w taryfie dla punktów zlokalizowanych na połączeniach międzysystemowych, w przypadku oferowania przepustowości w tych punktach w trybie aukcji, są stawkami minimalnymi.

§ 13. 1. Stawki opłaty stałej kalkuluje się dla punktów wejścia i punktów wyjścia na jednostkę mocy umownej na podstawie kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych.

2. Stawki opłaty przesyłowej mogą być różnicowane w zależności od kosztów uzasadnionych określonych dla punktów wejścia lub punktów wyjścia.

§ 14. W przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 12, oraz współczynnika, którego wartość wynosi 0,2.

§ 15. Opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych:

1) dla punktów wejścia oblicza się według wzoru:

$$a) O p(we) = S s(we) \cdot M (we) \cdot T/100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O p(we) - opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wejścia w [zł],

S s(we) - stawkę opłaty stałej w punkcie wejścia za każdą godzinę lub dobę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h] lub [gr/kWh/dobę],

M (we) - moc umowną w punkcie wejścia w [kWh/h] lub [kWh/dobę],

T - liczbę godzin lub dób w okresie rozliczeniowym

albo

$$b) O p(we) = S s(we) \cdot M (we) \cdot T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O p(we) - opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wejścia w [zł],

S s(we) - stawkę opłaty stałej w punkcie wejścia za każdą dobę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/dobę],

M (we) - moc umowną w punkcie wejścia w [MWh/dobę],

T - liczbę dób w okresie rozliczeniowym;

2) dla punktów wyjścia oblicza się według wzoru:

$$a) Op(wy) = S s(wy) \cdot M (wy) \cdot T/100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O p(wy) - opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wyjścia w [zł],

S s(wy) - stawkę opłaty stałej w punkcie wyjścia za każdą godzinę lub dobę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h] lub [gr/kWh/dobę],

M (wy) - moc umowną w punkcie wyjścia w [kWh/h] lub [kWh/dobę],

T - liczbę godzin lub dób w okresie rozliczeniowym

albo

$$b) O p(wy) = S s(wy) \cdot M (wy) \cdot T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O p(wy) - opłatę za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w punkcie wyjścia w [zł],

S s(wy) - stawkę opłaty stałej w punkcie wyjścia za każdą dobę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/dobę],

M (wy) - moc umowną w punkcie wyjścia w [MWh/dobę],

T - liczbę dób w okresie rozliczeniowym.

§ 16. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych wykonuje, na dodatkowe zlecenie odbiorcy, następujące usługi:

- 1) wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych;
- 2) nawanianie paliw gazowych;
- 3) badanie jakości dostarczanych paliw gazowych;
- 4) transport paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

2. Zawarte w taryfie stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

3. Opłaty za badanie jakości dostarczanych paliw gazowych nie pobiera się w przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych.

§ 17. 1. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się jako stawki grupowe.

2. Stawki opłat dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe z wykorzystaniem przedpłatowego układu pomiarowego, kalkuluje się jako stawki zmienne.

3. Stawki grupowe kalkuluje się jako stawki opłaty stałej i stawki opłaty zmiennej na podstawie kosztów uzasadnionych świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych odbiorcom zaliczanym do poszczególnych grup taryfowych.

4. Stawki opłaty stałej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej lub na układ pomiarowy w odniesieniu do danej grupy taryfowej, na podstawie kosztów stałych:

- 1) ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych;
- 2) regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach;
- 3) zakupu usług przesyłania lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

5. Dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], stawki opłaty stałej dystrybucyjnej różnicuje się ze względu na długość okresu między dwoma kolejnymi odczytami układu pomiarowego.

6. Stawki opłaty zmiennej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę dystrybuowanych paliw gazowych na podstawie kosztów zmiennych oraz tej części kosztów stałych, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawki opłaty stałej dystrybucyjnej:

- 1) ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych;
- 2) regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach;
- 3) zakupu usług przesyłania lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

7. W przypadku świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców, którzy pobierają te paliwa z wykorzystaniem przedpłatowego układu pomiarowego, stawki opłaty zmiennej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę dystrybuowanych paliw gazowych na podstawie kosztów zmiennych oraz kosztów stałych:

- 1) ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych;
- 2) regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach;
- 3) zakupu usług przesyłania lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

§ 18. 1. W przypadku świadczenia usług krótkoterminowych dystrybucji, stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej oraz współczynnika oznaczonego symbolem „K”. Maksymalna wartość współczynnika „K” nie może przekroczyć:

- 1) 1,7 - dla umów zawieranych na kwartał;
- 2) 2,2 - dla umów zawieranych na okres miesiąca.

2. Dla umów krótkoterminowych zawieranych na okres jednego dnia opłata stała, zależna od zamówionej mocy, nie może przekroczyć 1/20 opłaty za świadczenie usług dystrybucji, ustalonej na okres miesiąca i dotyczącej danego miesiąca.

3. Dla umów krótkoterminowych zawieranych na okres inny niż określony w ust. 1 i 2 opłatę stałą, zależną od zamówionej mocy, ustala się z uwzględnieniem współczynników odpowiadających okresom, o których mowa w ust. 1, oraz opłaty stałej za każdy dzień poza tymi okresami, ustalonej zgodnie z ust. 2.

§ 19. 1. W przypadku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych na zasadach przerywanych stawki opłat stałych za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 17, oraz współczynnika oznaczonego symbolem "D", obliczanego według wzoru:

$$D = \frac{t - t_o}{t}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

t - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym,

to - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym, w której usługa dystrybucji była świadczona na zasadach przerywanych.

2. W przypadku gdy wartość współczynnika obliczona zgodnie z wzorem określonym w ust. 1 jest mniejsza niż 0,05, przyjmuje się, że jego wartość wynosi 0,05.

§ 20. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

- 1) wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych;
- 2) sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
- 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowego;
- 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowego;
- 5) założenie plomby na urządzenia podlegające opłombowaniu, w szczególności po naprawie, konserwacji i remoncie instalacji;
- 6) wymianę uszkodzonego układu pomiarowego;
- 7) badanie jakości dostarczanych paliw gazowych;
- 8) dodatkowy odczyt niewynikający z harmonogramu odczytowego ustalonego dla danej grupy taryfowej;
- 9) instalowanie przedpłatowego układu pomiarowego służącego do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h].

2. Stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

3. Opłat za usługi, o których mowa w ust. 1:

- 1) pkt 2-6 - nie pobiera się w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego;
- 2) pkt 7 - nie pobiera się w przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczonych paliw gazowych;
- 3) pkt 9 - nie pobiera się w przypadkach, o których mowa w art. 6a ust. 1 oraz w art. 6f ust. 1 ustawy.

§ 21 1. Opłatę dystrybucyjną dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h], oblicza się według wzoru:

$$O_d = (S_{zd} \cdot Q + S_{sd} \cdot M \cdot T) / 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Od - opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],

Szd - stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],

Q - ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh] obliczaną zgodnie z wzorem określonym w ust. 2,

Ssd - stawkę opłaty stałej za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],

M - moc umowną w [kWh/h],

T - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym.

2. Ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym Q w [kWh], o której mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$Q = \sum_{n=1}^i (Q_{m_n^3} \cdot W_k)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Qn3 - ilość dystrybuowanych paliw gazowych zmierzona w n-tej dobie w [m3],

Wk - współczynnik konwersji, który stanowi wartość ciepła spalania paliwa gazowego dla okresu rozliczeniowego wyrażoną w [kWh/m3],

i - liczba dób w okresie rozliczeniowym.

3. Wynik uzyskany zgodnie z ust. 2 zaokrągla się do dwóch miejsc po przecinku, przy czym końcówki poniżej 0,005 pomija się, a końcówki 0,005 i wyższe zaokrągla się do 0,01.

4. Opłatę dystrybucyjną dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h], oblicza się według wzoru:

$$O_d = S_{zd} \cdot Q / 100 + S_{sdd} \cdot k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Od - opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],

Szd - stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],

Q - ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh], którą oblicza się zgodnie z wzorem określonym w ust. 5,

Ssdd - stawkę opłaty stałej w [zł/miesiąc],

k - liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym.

5. Ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym Q w [kWh], o której mowa w ust. 4, oblicza się według wzoru:

$$Q = Q_{m^3} \cdot W_k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{m^3} - ilość dystrybuowanych paliw gazowych zmierzona w okresie rozliczeniowym w jednostkach objętości [m³],

W_k - współczynnik konwersji, który stanowi wartość ciepła spalania paliwa gazowego dla okresu rozliczeniowego wyrażoną w [kWh/m³].

6. Opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców, którzy pobierają paliwa z wykorzystaniem przedpłatowego układu pomiarowego, oblicza się według wzoru:

$$1) Od = Szd \cdot Q/100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Od - opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],

Szd - stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],

Q - ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh] obliczaną zgodnie z wzorem określonym w ust. 5

albo

$$2) Od = Szd \cdot Q$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Od - opłatę za świadczoną usługę dystrybucji paliw gazowych w [zł],

Szd - stawkę opłaty zmiennej w [zł/MWh],

Q - ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [MWh] obliczaną zgodnie z wzorem określonym w ust. 5.

§ 22. Opłatę za usługę wirtualnej dystrybucji zwrotnej stanowi iloczyn średniej stawki opłaty dystrybucyjnej ustalonej w taryfie przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw gazowych, wyrażonej w [gr/kWh], ilości energii zawartej w paliwach gazowych [kWh], która objęta jest tą usługą, i współczynnika korekcyjnego, którego wartość wynosi 0,2.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych kalkuluje stawki opłat magazynowych jako stawki opłaty stałej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych eksploatacji poszczególnych rodzajów instalacji magazynowych, uwzględniających charakterystykę zatłaczania lub odbioru

paliw gazowych z instalacji magazynowych, oraz kosztów zakupu usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych w punktach wejścia do i wyjścia z instalacji magazynowych, dla usług świadczonych w formie:

- 1) pakietu, w którym moc zatłaczania, pojemność czynna oraz moc odbioru są udostępniane odbiorcy łącznie, a ich wielkości oraz wzajemny stosunek są określone w specyfikacjach technicznych poszczególnych instalacji magazynowych;
- 2) pakietu elastycznego, w którym pojemność czynna oraz zakres mocy zatłaczania i mocy odbioru są udostępniane odbiorcy łącznie w ramach ustalonych wzajemnych proporcji, których wielkość oraz wzajemny stosunek są określone w specyfikacjach technicznych poszczególnych instalacji magazynowych;
- 3) usługi rozdzielonej, w której moc zatłaczania, pojemność czynna lub moc odbioru są udostępniane odbiorcy oddzielnie, stosownie do specyfikacji technicznych poszczególnych instalacji magazynowych.

2. Stawki opłat magazynowych ustalone w taryfie, w przypadku oferowania usług magazynowania w trybie aukcji, są stawkami minimalnymi.

§ 24. Opłatę za świadczoną usługę magazynowania paliw gazowych:

- 1) polegającą na udostępnieniu pakietów oblicza się według wzoru:

$$O_m = S_p \cdot N_p \cdot k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_m - opłatę za usługę magazynowania w [zł],

S_p - stawkę opłaty za zamówiony pakiet w [zł/miesiąc],

N_p - liczbę zamówionych pakietów w okresie rozliczeniowym,

k - liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym;

- 2) polegającą na udostępnieniu pakietów elastycznych oblicza się według wzoru:

$$O_m = S_v \cdot V_c \cdot k + S_{mz} \cdot M_z \cdot T + S_{mo} \cdot M_o \cdot T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_m - opłatę za usługę magazynowania w [zł],

S_v - stawkę opłaty za zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym [zł/MWh],

V_c - zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [MWh],

k - liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym,

Smz - stawkę opłaty za zamówioną moc zatłaczania za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],

Mz - zamówioną moc zatłaczania w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],

Smo - stawkę opłaty za zamówioną moc odbioru za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],

Mo - zamówioną moc odbioru w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],

T - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym;

3) świadczoną w formie usługi rozdzielonej oblicza się w zależności od zamówionej:

a) pojemności czynnej w okresie rozliczeniowym albo

b) mocy zatłaczania, albo

c) mocy odbioru

- według wzoru:

$Om = Sv \cdot Vc \cdot k$ - w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu pojemności czynnej,

$Om = Smz \cdot Mz \cdot T$ - w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu mocy zatłaczania,

$Om = Smo \cdot Mo \cdot T$ - w przypadku umowy polegającej na udostępnieniu mocy odbioru,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Om - opłatę za usługę magazynowania w [zł],

Sv - stawkę opłaty za zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [zł/MWh],

Vc - zamówioną pojemność czynną w okresie rozliczeniowym w [MWh],

k - liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym,

Smz - stawkę opłaty za zamówioną moc zatłaczania za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],

Mz - zamówioną moc zatłaczania w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],

Smo - stawkę opłaty za zamówioną moc odbioru za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [zł/MWh/h],

Mo - zamówioną moc odbioru w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],

T - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy usługę badania jakości paliw gazowych.

2. Stawkę opłaty za usługę, o której mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tej usługi.

3. W przypadku stwierdzenia niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych magazynowanych paliw gazowych nie pobiera się opłaty za wykonanie usługi, o której mowa w ust. 1.

§ 26. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego kalkuluje stawki opłat za te usługi jako:

- 1) stawki opłaty stałej - na podstawie uzasadnionych kosztów stałych zależnych od zamówionej mocy odbioru gazu ziemnego z instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) stawki opłaty zmiennej - na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych zależnych od ilości energii zawartej w skroplonym gazie ziemnym lub zregazyfikowanym gazie ziemnym, w instalacji skroplonego gazu ziemnego.

§ 27. Opłatę za świadczoną usługę skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oblicza się według wzoru:

$$1) Or = Ssr \cdot Mr \cdot T + Szr \cdot Qr$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Or- opłatę za usługę skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w [zł],

Ssr - stawkę opłaty stałej za moc umowną w [zł/MWh/h],

Mr - zamówioną moc umowną instalacji skroplonego gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym w [MWh/h],

T - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym,

Szr - stawkę opłaty zmiennej w [zł/MWh],

Qr - ilość skroplonego gazu ziemnego lub zregazyfikowanego gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym w [MWh]

albo

$$2) Or = (Ssr \cdot Mr \cdot T + Szr \cdot Qr)/100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Or - opłatę za usługę skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w [zł],

Ssr - stawkę opłaty stałej za moc umowną w [gr/kWh/h],

Mr - zamówioną moc umowną instalacji skroplonego gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym w [kWh/h],

T - liczbę godzin w okresie rozliczeniowym,

Szr - stawkę opłaty zmiennej w [gr/kWh],

Qr - ilość skroplonego gazu ziemnego lub zregazyfikowanego gazu ziemnego, w okresie rozliczeniowym w [kWh].

§ 28. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

- 1) uzdatnianie gazu ziemnego w celu uzyskania pożądaných parametrów jakościowych;
- 2) badanie jakości skroplonego gazu ziemnego;
- 3) załadunek oraz przeładunek skroplonego gazu ziemnego;
- 4) rozdzielone procesowe składowanie skroplonego gazu ziemnego;
- 5) udostępnianie rozdzielonej mocy umownej instalacji skroplonego gazu.

2. Stawki opłat za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych realizacji tych usług.

§ 29. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi kalkuluje:

- 1) ceny paliw gazowych - na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych obejmujących w szczególności koszty:
 - a) wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem kosztów stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat abonamentowych, o których mowa w pkt 2,
 - b) pozyskanych lub planowanych do pozyskania paliw gazowych,
 - c) zakupu usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
 - d) zakupu usług przesyłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego, z wyłączeniem punktów wejścia z instalacji magazynowej, oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego zlokalizowanych na połączeniu z innym systemem przesyłowym,
 - e) transportu skroplonego gazu ziemnego, w tym transportu kołowego,
 - f) tworzenia i utrzymywania zapasów, w tym zapasów obowiązkowych, o których mowa w odrębnych przepisach,

- g) poniesione w związku z niedotrzymaniem zgłoszeń zapotrzebowania na paliwa gazowe w miejscach ich dostarczania,
 - h) poniesione w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2020 r. poz. 264, 284 i 2127);
- 2) stawki opłat abonamentowych - na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych wystawiania i dostarczania faktur, obliczania i pobierania należności, a także czynności związanych z uzasadnioną kontrolą wskazań układów pomiarowych, z zawieraniem i dotrzymywaniem warunków umów i prawidłowości rozliczeń, obliczane jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowych albo liczby zawieranych umów.

2. Stawki opłat abonamentowych kalkuluje się jako stawki miesięczne, w złotych na układ pomiarowy, i różnicuje ze względu na standardową dla danej grupy taryfowej długość okresu rozliczeniowego, określoną w taryfie.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłatę dodatkową w przypadku, gdy na zlecenie odbiorcy dokona dodatkowego, wykraczającego poza standard właściwy dla danej grupy taryfowej lub okresu rozliczeniowego, według którego rozliczany jest odbiorca, rozliczenia z tytułu sprzedaży paliw gazowych lub świadczenia usługi kompleksowej. Stawkę opłaty za dokonane rozliczenie kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych realizacji usługi.

4. Ustalone w taryfie ceny paliw gazowych i stawki opłat abonamentowych mają charakter odpowiednio cen i stawek maksymalnych. Stosowanie cen i stawek niższych od zatwierdzonych możliwe jest pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych polegającego na zapewnieniu każdemu odbiorcy z danej grupy taryfowej możliwości skorzystania z niższych cen i stawek opłat na takich samych zasadach.

5. Dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe z wykorzystaniem przedpłaconego układu pomiarowego, ceny paliw gazowych są kalkulowane na podstawie kosztów uzasadnionych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, a stawki opłat abonamentowych nie są kalkulowane.

§ 30. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, które zawiera z odbiorcami umowy kompleksowe, o których mowa w art. 5 ust. 3 ustawy, stosuje w rozliczeniach z odbiorcami w zakresie:

- 1) obrotu paliwami gazowymi - ceny tych paliw i stawki opłat abonamentowych ustalone zgodnie z § 29;

- 2) przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych - stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca.

§ 31. 1. W przypadku sprzedaży paliw gazowych przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi opłatę za pobrane paliwa gazowe ustala się według wzoru:

$$O = C \cdot Q / 100 + S_a \cdot k$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O - opłatę za pobrane paliwa gazowe w [zł],

C - cenę paliw gazowych w [gr/kWh],

Q - ilość energii zawartą w paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh],
obliczaną zgodnie z wzorem określonym w § 21 ust. 5,

S_a - stawkę opłaty abonamentowej w [zł/miesiąc],

k - liczbę miesięcy w okresie rozliczeniowym.

2. W przypadku sprzedaży paliw gazowych odbiorcom, którzy pobierają paliwa gazowe z wykorzystaniem przedpłatowego układu pomiarowego, opłatę za pobrane paliwa gazowe ustala się według wzoru:

$$O = C \cdot Q / 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O - opłatę za pobrane paliwa gazowe w [zł],

C - cenę paliw gazowych w [gr/kWh],

Q - ilość energii zawartą w paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh],
obliczaną zgodnie z wzorem określonym w § 21 ust. 5.

3. W przypadku sprzedaży paliw gazowych na podstawie umowy kompleksowej opłatę za świadczoną usługę kompleksową ustala się jako sumę opłaty wynikającej z ust. 1 oraz opłaty za przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych wynikającej z obowiązującej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci odbiorca jest przyłączony.

§ 32. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala wysokość opłaty za przyłączenie do sieci gazowej dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) A - na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) B - na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat kalkulowanych w zależności od:
 - a) wielkości mocy przyłączeniowej,
 - b) długości odcinka sieci służącego do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie;
- 3) C - na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

§ 33. 1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci gazowej podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się w szczególności wydatki ponoszone na:

- 1) wykonanie prac projektowych oraz geodezyjnych;
- 2) uzgodnienia dokumentacji;
- 3) uzyskanie decyzji lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę;
- 4) uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie obiektu budowlanego;
- 5) roboty budowlano-montażowe wraz z niezbędnymi próbami;
- 6) opłaty za zajęcie terenu, w tym opłaty publicznoprawne i odszkodowania dla właścicieli nieruchomości, których zajęcie było niezbędne dla budowy odcinka sieci i przyłącza;
- 7) zakup lub budowę standardowych elementów odcinków sieci oraz przyłączy;
- 8) zakup i montaż szafki przeznaczonej na kurek główny lub urządzenie pomiarowe dla grupy przyłączeniowej B podgrupy I;
- 9) zakup i montaż układu pomiarowego dla grupy przyłączeniowej B podgrupy I.

3. Do standardowych elementów przyłącza, o których mowa w ust. 2 pkt 7, zalicza się w szczególności układ włączeniowy, rurę przewodową, zawór odcinający, złącze izolacyjne lub połączenia typu polietylen - stal na przyłączy polietylenowym, kurek główny, reduktor ciśnienia gazu o przepustowości nie większej niż 10 m³/h oraz układ pomiarowy dla grupy przyłączeniowej B podgrupy I oraz rury osłonowe na skrzyżowaniu z innym uzbrojeniem podziemnym.

4. Za elementy sieci gazowej i urządzenia niewymienione w ust. 3, które są niezbędne do realizacji przyłączenia podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, pobierane są opłaty w wysokości jednej czwartej nakładów poniesionych na ich zakup i budowę.

§ 34. 1. Opłata za przyłączenie do sieci gazowej podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, kalkulowana na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci, stanowi sumę:

- 1) opłaty ryczałtowej za budowę odcinka przyłącza o długości nie większej niż 15 m;
- 2) opłaty za budowę odcinka przyłącza o długości powyżej 15 m, stanowiącej iloczyn stawki opłaty za każdy metr przyłącza do sieci gazowej i długości przyłącza powyżej 15 m.

2. Opłatę za przyłączenie do sieci gazowej, o której mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$O_p = O_R + S_p \cdot L_p$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_p - opłatę za przyłączenie do sieci gazowej w [zł],

O_R - opłatę ryczałtową za budowę przyłącza o długości nie większej niż 15 m w [zł],

S_p - stawkę opłaty za każdy metr przyłącza powyżej 15 m w [zł/m],

L_p - długość przyłącza powyżej 15 m w [m] z zaokrągleniem do 1 m.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych może ustalić na zasadach określonych w taryfie niższą stawkę opłat za przyłączenie do sieci gazowej podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I, będących odbiorcami paliw gazowych w gospodarstwach domowych do sieci gazowej, na obszarze, dla którego na podstawie art. 91 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2020 r. poz. 1219, 1378, 1565, 2127 i 2338) uchwalono program ochrony powietrza.

§ 35. 1. Sposób wnoszenia opłat za przyłączenie określa umowa.

2. Za przebudowę przyłącza, zmianę lokalizacji lub przebudowę punktu albo zespołu gazowego albo stacji gazowej bez zwiększenia dotychczasowej mocy przyłączeniowej, dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu, pobiera się opłatę w wysokości rzeczywistych nakładów poniesionych z tego tytułu.

3. Za przebudowę przyłącza, zmianę lokalizacji, rozbudowę sieci lub przebudowę punktu albo zespołu gazowego albo stacji gazowej spowodowaną zwiększeniem mocy przyłączeniowej, dokonaną na wniosek przyłączonego podmiotu, pobiera się opłatę w wysokości równej:

- 1) 1/4 rzeczywistych nakładów poniesionych z tego tytułu - w przypadku grupy przyłączeniowej A i B;

2) rzeczywistych nakładów poniesionych z tego tytułu - w przypadku grupy przyłączeniowej C.

4. Za zakup i montaż reduktora ciśnienia gazu i układu pomiarowego w istniejącym przyłączy, w celu uruchomienia odbioru paliw gazowych przez odbiorcę zaliczanego do grupy przyłączeniowej B podgrupy I, nie pobiera się opłaty za przyłączenie, o ile nie zachodzi konieczność przebudowy przyłącza lub budowy albo przebudowy punktu.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczenia z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 36. 1. W przypadku zmiany sprzedawcy oraz na potrzeby dokonania rozliczeń lub ich korekt w standardowych okresach między kolejnymi odczytami układu pomiarowego przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych przekazuje nieodpłatnie przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub odbiorcy tych paliw dane dotyczące wykonania tej usługi, w szczególności dane dotyczące odczytów układów pomiarowych lub ich korekty.

2. Dane, o których mowa w ust. 1, są przekazywane odpłatnie w przypadkach innych niż określone w ust. 1.

3. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań tego układu, które spowodowały zawyżenie lub zaniżenie należności za pobrane paliwa gazowe i wykonane usługi związane z jego dostarczeniem, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

4. W przypadku braku możliwości ustalenia wielkości korekty na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowego, do wyliczenia korekty przyjmuje się średniodobowe zużycie paliwa gazowego przez odbiorcę, ustalone na podstawie prawidłowo zmierzonego poboru tego paliwa w porównywalnym okresie, pomnożone przez liczbę dni w okresie, którego dotyczy korekta.

5. W wyliczaniu wielkości korekty uwzględnia się sezonowość poboru paliw gazowych oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość zużycia paliw gazowych.

6. Korekta, o której mowa w ust. 3-5, w przypadku:

- 1) zawyżenia lub zaniżenia należności - obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy, z wyjątkiem pkt 2;
- 2) zaniżenia należności w stosunku do odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h - obejmuje ostatni okres rozliczeniowy.

§ 37. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie:

- 1) nie dłuższych niż 12 miesięcy - w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h];
- 2) co miesiąc - w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h].

2. W okresach, o których mowa w ust. 1, mogą być pobierane opłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw, wyrażonego w jednostkach energii i wyznaczonego według zasad szczegółowo określonych w taryfie.

3. W prognozach, o których mowa w ust. 2, uwzględnia się zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze paliw gazowych.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

5. W przypadku braku możliwości dokonania odczytu wskazania układu pomiarowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ustala wielkość zużycia paliw gazowych na podstawie szacunku wyznaczonego zgodnie z zasadami, o których mowa w § 36 ust. 4 i 5.

6. W przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowy, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie z góry wniesionej opłaty za dostarczenie paliw gazowych.

§ 38. 1. Rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem dokonuje się na podstawie iloczynu wielkości zużycia tych paliw, ustalonej w jednostkach objętości, oraz współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2.

2. Współczynnik konwersji stanowi wartość ciepła spalania wyrażoną w kWh/m³ w następujących warunkach odniesienia dla:

- 1) objętości - temperatura $T_2(t_2) = 273,15$ [K] (0 [oC]), ciśnienie $p_2 = 101,325$ [kPa];
- 2) spalania - temperatura $T_1(t_1) = 298,15$ [K] (25 [oC]), ciśnienie $p_1 = 101,325$ [kPa].

3. Operator systemu przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej, dla każdego miesiąca i każdej doby tego miesiąca najpóźniej do godziny 1100 drugiego dnia następnego miesiąca średnią ważoną wartości ciepła spalania paliw gazowych w systemie przesyłowym albo w obszarze określonym w § 40 rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operator ten przechowuje przez okres 5 lat i udostępnia nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania.

4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych, dla każdego miesiąca, najpóźniej do godziny 1500 trzeciego dnia następnego miesiąca średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych w systemie dystrybucyjnym albo w obszarze określonym w § 40 rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operatorzy ci przechowują przez okres 5 lat i udostępniają nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania.

5. Współczynnik konwersji jest ustalany w odniesieniu do odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości:

- 1) nie większej niż 110 [kWh/h] - na podstawie średniej arytmetycznej z wartości ciepła spalania ostatnio opublikowanych przez operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, z liczby miesięcy odpowiadającej liczbie miesięcy okresu rozliczeniowego;
- 2) większej niż 110 [kWh/h] - na podstawie wartości ciepła spalania, opublikowanych przez operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, dla okresu rozliczeniowego.

6. W odniesieniu do rozliczeń paliw gazowych za pomocą przedpłatowego układu pomiarowego współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie wartości ciepła spalania opublikowanej przez operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, przed dniem wniesienia opłaty za dostarczenie paliwa.

7. W przypadku odbiorców, u których w uzgodnieniu z właściwym operatorem zainstalowano urządzenie umożliwiające określenie ciepła spalania w okresie rozliczeniowym, współczynnik konwersji ustala się na podstawie średniej ważonej wartości tego ciepła spalania.

8. Przedsiębiorstwo energetyczne, dokonujące rozliczenia z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podaje odbiorcy, wraz z rozliczeniem odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:

- 1) stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m³] - w przypadku odbiorców, o których mowa w § 37 ust. 1 pkt 1;
- 2) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m³];
- 3) wartość współczynnika konwersji, o którym mowa w ust. 2;
- 4) zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh];
- 5) czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym;
- 6) ilość pozostałego do zużycia paliwa gazowego lub kwotę, jaka pozostała do wykorzystania z uprzednio wniesionej opłaty - w przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowy;
- 7) porównanie zużycia paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, o którym mowa w § 37 ust. 1 pkt 1, w okresie, którego dotyczy rozliczenie, z zużyciem paliw gazowych w analogicznym okresie w roku poprzednim;
- 8) cenę paliw gazowych, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz stawkę opłaty abonamentowej aktualnie stosowane w rozliczeniach za dostawę paliw gazowych do odbiorcy końcowego;
- 9) miejsce publikacji analiz w zakresie przeciętnego zużycia paliw gazowych przez odbiorców, o których mowa w § 37 ust. 1 pkt 1, oraz informacji o środkach poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy, o której mowa w § 29 ust. 1 pkt 1 lit. h.

9. W okresie między dwoma kolejnymi odczytami rzeczywistymi podstawą rozliczenia za paliwa gazowe może być wielkość zużycia tych paliw ustalona na podstawie wskazań urządzenia pomiarowego, zgłoszonych przez odbiorcę osobiście, telefonicznie, faksem lub za pośrednictwem udostępnianych przez przedsiębiorstwo energetyczne elektronicznych kanałów komunikacji.

10. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy końcowemu dostęp do elektronicznej formy informacji w zakresie rozliczeń i wystawionych mu faktur.

11. Operator, na wniosek odbiorcy końcowego, udostępnia nieodpłatnie wskazanemu sprzedawcy paliw gazowych informacje na temat rozliczeń oraz zużycia, za okres nie dłuższy niż 5 lat.

§ 39. Przedsiębiorstwo energetyczne obniża odbiorcy wysokość opłat za usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego proporcjonalnie do wielkości faktycznego ograniczenia mocy umownej i liczby godzin trwania przerwy lub zakłócenia, w szczególności w przypadku przerw lub zakłóceń wynikających z:

- 1) awarii, zagrożenia wybuchem lub wybuchu;
- 2) zagrożenia pożarem lub pożaru;
- 3) prowadzenia prac związanych z usuwaniem awarii;
- 4) wykonywania planowanych prac konserwacyjnych lub remontowych sieci;
- 5) wykonywania prac związanych z przyłączaniem do sieci gazowej odbiorców;
- 6) prac związanych ze zmianą rodzaju dostarczanych paliw gazowych.

§ 40. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych w przypadku:

- 1) ograniczenia ciśnienia dostarczanych paliw gazowych poniżej wielkości gwarantowanych przez operatora systemu przesyłowego lub określonych w umowach o świadczenie usług dystrybucji;
- 2) niespełniania przez paliwa gazowe parametrów jakościowych określonych w odrębnych przepisach.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, ustala w taryfie wysokość bonifikaty proporcjonalnie do wielkości ograniczenia ciśnienia dostarczonych paliw gazowych oraz liczby godzin trwania tego ograniczenia albo niespełniania przez paliwa gazowe parametrów jakościowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela bonifikaty, w terminie 30 dni od dnia ustania zdarzenia, o którym mowa w ust. 1.

§ 41. 1. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa nie stanowi inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty:

- 1) za odmowę udzielenia odbiorcy, na jego żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, przerwanego z powodu awarii sieci - w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, ogłoszonego przez Prezesa

Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;

- 2) za odmowę udzielenia odbiorcy, na jego żądanie, informacji o przewidywanym terminie likwidacji awarii i usunięcia zakłócenia w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za nieprzyjęcie zgłoszenia dotyczącego awarii lub zakłócenia w dostarczaniu paliw gazowych - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za nieuzasadnioną zwłokę w likwidacji awarii, która wystąpiła w sieci gazowej lub w instalacji magazynowej, lub w instalacji skroplonego gazu ziemnego, i usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu paliw gazowych lub w pracy instalacji magazynowej lub w instalacji skroplonego gazu ziemnego - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I, z co najmniej siedmiodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliw gazowych, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) za niepowiadomienie odbiorców innych niż określani w pkt 5, z co najmniej czternastodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie trwania planowanych przerw w dostarczaniu paliw gazowych, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, w inny sposób przyjęty na danym terenie lub w drodze indywidualnych zawiadomień przekazanych na piśmie, telefonicznie bądź za pomocą innego środka telekomunikacji - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 7) w przypadku niepowiadomienia w formie pisemnej, telefonicznej lub za pomocą innego środka telekomunikacji o terminach i czasie trwania planowanych przerw w pracy instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 8) za niepowiadomienie z tygodniowym wyprzedzeniem odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej, w formie, o której mowa w pkt 6, o terminie zamierzonej zmiany ciśnienia i

innych parametrów paliw gazowych mających wpływ na współpracę ruchową z siecią - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;

- 9) za odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci gazowej lub instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci lub instalacji - w wysokości 1/30 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 10) za odmowę udzielenia na żądanie odbiorcy informacji o zasadach rozliczeń oraz o aktualnych taryfach - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1; w przypadku wniosku lub reklamacji wymagających przeprowadzenia kontroli lub dokonania pomiarów termin czternastodniowy jest liczony od dnia zakończenia tych kontroli lub pomiarów;
- 12) za przedłużenie czternastodniowego terminu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego, którego przedsiębiorstwo energetyczne jest właścicielem, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 13) za przedłużenie siedmiodniowego terminu przekazania układu pomiarowego, którego przedsiębiorstwo energetyczne jest właścicielem, do badania laboratoryjnego, od dnia zgłoszenia takiego żądania przez odbiorcę, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 14) za uniemożliwienie wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowego - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 15) za niewydanie przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych po zakończeniu jego dostarczania oraz w przypadku wymiany układu pomiarowego w trakcie dostarczania tych paliw, na wniosek odbiorcy, dokumentu zawierającego dane identyfikujące ten układ lub za nieudostępnienie danych pomiarowych na dzień zakończenia dostarczania tych paliw lub demontażu układu pomiarowego - w wysokości 1/200 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela bonifikaty w terminie 30 dni od dnia wystąpienia zdarzenia, o którym mowa w ust. 1.

§ 42. 1. Odbiorca, który:

- 1) przekroczył moc umowną w miejscach wprowadzenia lub odbioru paliw gazowych z sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługę przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych,
- 2) nie dostosował się do ograniczenia wprowadzonego przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z prowadzonymi pracami przyłączeniowymi, remontowo-konserwacyjnymi lub związanymi ze zmianą paliw gazowych lub usuwaniem awarii

- jest obciążany za każdorazowe przekroczenie mocy umownej opłatami, które są obliczane jako iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym przez układ pomiarowy ponad moc umowną lub moc wynikającą z ograniczenia, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i trzykrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej lub dystrybucyjnej, określonej w taryfie dla grupy taryfowej, do której odbiorca jest zakwalifikowany.

2. Przepis ust. 1 pkt 1 stosuje się do odbiorcy, który przekroczył moc umowną w punkcie będącym miejscem wprowadzenia lub odbioru paliw gazowych z sieci przesyłowej bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługę przesyłania w przypadkach, w których nie przekroczono parametrów techniczno-pomiarowych punktu.

3. Odbiorca, który przekroczył moc umowną w miejscach wprowadzenia lub odbioru paliw gazowych z sieci przesyłowej bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługę przesyłania w przypadkach, w których przekroczono parametry techniczno-pomiarowe punktu będącego miejscem wprowadzenia lub odbioru paliw gazowych, jest obciążany za każdorazowe przekroczenie mocy umownej opłatami obliczanymi jako iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym przez układ pomiarowy ponad moc umowną lub moc wynikającą z ograniczenia, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i pięćdziesięciokrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej, określonej w taryfie dla grupy taryfowej, do której odbiorca jest zakwalifikowany.

4. Opłaty za przekroczenie mocy umownej nie są naliczane w przypadku, gdy odbiorca nie został powiadomiony o ograniczeniach wprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w ust. 1 pkt 2.

5. W przypadku wystąpienia przekroczenia mocy umownej w punktach wyjścia z systemu gazowego na skutek:

- 1) awarii w sieci dystrybucyjnej lub uszkodzenia tej sieci spowodowanego działaniem strony trzeciej,
- 2) prac prowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w obrębie sieci dystrybucyjnej, których termin został wcześniej przez strony uzgodniony,

3) udokumentowanego przypadku wystąpienia siły wyższej

- opłaty za przekroczenia mocy nie są naliczane.

6. Za przedłużone procesowe składowanie odbiorca ponosi opłatę w wysokości stanowiącej iloczyn trzykrotności stawki za rozdzielone procesowe składowanie i ilości gazu ziemnego składowanego niezgodnie z harmonogramem określającym minimalną i maksymalną ilość tego gazu w określonych dobach.

§ 43. 1. W przypadku nielegalnego pobierania paliw gazowych przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych może obciążyć odbiorcę lub podmiot nielegalnie pobierający paliwa gazowe opłatami, które są obliczane jako iloczyn trzykrotnej ceny referencyjnej paliw gazowych obowiązującej w miesiącu stwierdzenia nielegalnego poboru oraz ryczałtowych ilości energii zawartej w tych paliwach, na zasadach określonych w taryfie.

2. Ryczałtowe ilości energii zawartej w paliwach, o których mowa w ust. 1, określane w taryfie są ilościami maksymalnymi i przedsiębiorstwo energetyczne przy ustalaniu opłat może zastosować ilości mniejsze, z uwzględnieniem rzeczywistych możliwości pobierania paliw gazowych przez odbiorcę lub podmiot.

3. Przez cenę referencyjną paliw gazowych, o której mowa w ust. 1, rozumie się średnioważoną cenę zakupu tych paliw, podawaną przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego na jego stronie internetowej w miesiącu poprzedzającym miesiąc, w którym cena ta będzie miała zastosowanie.

§ 44. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania paliw gazowych:

- 1) wymianę, montaż lub demontaż uszkodzonego lub zniszczonego przez odbiorcę urządzenia będącego częścią układu pomiarowego;
- 2) założenie nowych plomb na urządzeniu mierzącym moc lub innym urządzeniu pomiarowym w miejsce plomb zerwanych przez odbiorcę lub przez niego uszkodzonych;
- 3) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowego i założenie nowych plomb na kurku głównym, w układzie pomiarowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu w miejsce plomb zerwanych przez odbiorcę lub przez niego uszkodzonych;
- 4) poddanie urządzenia pomiarowego ponownej legalizacji lub wzorcowaniu z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub plomb nałożonych po wzorcowaniu;

- 5) odcięcie dopływu paliw gazowych, gdy odbiorca uniemożliwia dostęp do armatury odcinającej, pomimo pisemnego wezwania do zapewnienia dostępu do niej.

§ 45. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych, polegających w szczególności na łączeniu, podziale lub wydzieleniu z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa, zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, które uległy przekształceniom organizacyjnym, przez okres, na jaki taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

§ 46. 1. W przypadku nabycia sieci gazowej przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych, stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców przyłączonych do tej sieci przed dniem jej nabycia odpowiadają iloczynowi odpowiednio stawki opłaty stałej oraz stawki opłaty zmiennej, o których mowa w § 21 ust. 1, i współczynnika wynoszącego nie mniej niż:

- 1) 0,3 - w okresie 48 miesięcy od dnia rozpoczęcia świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych przez podmiot, który nabył sieć gazową;
- 2) 0,6 - w okresie kolejnych 12 miesięcy po upływie okresu, o którym mowa w pkt 1.

2. Wysokość stawki opłaty dystrybucyjnej obliczanej w sposób określony w ust. 1 nie może być niższa niż wysokość stawki opłaty przesyłowej, która obowiązywała w dniu nabycia sieci.

§ 47. 1. W przypadku gdy upłynął okres ważności cech legalizacyjnych układu pomiarowego należącego do odbiorcy paliw gazowych i odbiorca ten nie poddał go ponownej legalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, jako podstawę do prowadzonych rozliczeń z tym odbiorcą przyjmuje oszacowane ilości paliw gazowych oraz moc umowną wynikającą z umowy.

2. W przypadku uniemożliwienia, przez odbiorcę paliw gazowych, przedsiębiorstwu energetycznemu dostępu do układu pomiarowego stanowiącego własność tego przedsiębiorstwa przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio.

Rozdział 5

Przepisy epizodyczne, przejściowe i końcowe

§ 48. Taryfy ustalone przez przedsiębiorstwa energetyczne, obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, obowiązują przez okres określony w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy.

§ 49. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia stosuje się przepisy tego rozporządzenia.

§ 50. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.²⁾

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

²⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz.).

UZASADNIENIE

1. Cel wydania rozporządzenia zmieniającego i podstawa prawna jego wydania

Projekt rozporządzenia zmieniającego został opracowany na podstawie upoważnienia z art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”. Na mocy tego przepisu, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

Proponowane zmiany w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280), zwanym dalej „rozporządzeniem”, polegają na określeniu:

- sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne;
- sposobu ustalania opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej oraz opłat za przekroczenia mocy umownej na punktach wejścia do systemu przesyłowego oraz punktach wyjścia z systemu przesyłowego.

2. Różnice między obecnym a projektowanym stanem prawnym oraz skutki wejścia w życie rozporządzenia.

Ustawa – Prawo energetyczne przewiduje, że w taryfach dla paliw gazowych uwzględnia się stopień niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a, odpowiadający kwotom wynikającym z niewykonanego zakresu inwestycji, o którym mowa w tym harmonogramie.

Uwzględnienie niewykonania finansowego inwestycji możliwe jest poprzez uwzględnienie planowanych inwestycji oraz wskaźnika wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji w kalkulacji wartości regulacyjnej aktywów.

W powyższym zakresie proponuje się dodanie § 4a zgodnie z przedstawionym w tym przepisie wzorem na wyliczenie wartości regulacyjnej aktywów. Nadmienić należy, że zastosowanie wskaźnika wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji będzie uwzględniało praktykę stosowaną przez Prezesa URE i nie powinno spowodować trudności interpretacyjnych oraz konieczności istotnej modyfikacji uzgodnionego w toku postępowań taryfowych wzoru.

Zmiana § 42 ust. 1 pkt 1 poprzez zastąpienie sformułowania: „w miejscach odbioru paliw gazowych” słowami „w miejscach wprowadzenia i odbioru paliw gazowych” umożliwi wprowadzenie opłat za przekroczenia mocy umownej także na punktach wejścia do systemu przesyłowego. Obecne przepisy rozporządzenia uniemożliwiają wprowadzenie takich opłat.

Stosowany obecnie model rozliczania przekroczeń mocy w oderwaniu od faktycznego natężenia przekroczeń skutkuje stanem, w którym jednokrotne przekroczenie mocy umownej przez użytkownika sieci w danym miesiącu gazowym de facto uprawnia go do korzystania z mocy umownej w ramach dokonanego przekroczenia przez resztę danego okresu rozliczeniowego bez ponoszenia dodatkowej sankcji. Dotychczas taką samą opłatą był obciążony użytkownik sieci, który dokonał przekroczenia mocy umownej tylko w jednej dobie gazowej danego miesiąca, jak użytkownik sieci, który przekraczał moc umowną przez wszystkie doby gazowe danego miesiąca. .

Obowiązujące zasady rozliczenia przekroczeń mocy powodują, iż użytkownicy sieci nie mają motywacji, aby w sytuacji jednokrotnego przekroczenia mocy umownej w kolejnych dobach gazowych dostosować wysokość poboru paliwa gazowego z sieci przesyłowej do wysokości zamówionej mocy umownej. Należy wskazać, iż z technicznego i operacyjnego punktu widzenia wskazane zachowanie użytkowników sieci, tj. przekraczanie mocy w punktach wyjścia z sieci, wystawia OSP na dodatkowe ryzyka w zakresie zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców końcowych z uwagi na zwiększenie nieprzewidywalności odbioru – zwłaszcza w zakresie poziomów niezamówionych przez użytkowników sieci. Celem jest zatem maksymalne ograniczenie wskazanych zachowań i skłonienie użytkowników sieci do korzystania z sieci przesyłowej w granicach zarezerwowanych przepustowości. Należy ponadto zauważyć, że potencjalne zagrożenia dla bezpieczeństwa przesyłu paliw gazowych w kraju generuje każde jednostkowe przekroczenie mocy umownej, trudno więc znaleźć uzasadnienie dla sytuacji, w której na użytkownika sieci wielokrotnie narażającego system przesyłowy jest nakładana taka sama sankcja, jak na użytkownika sieci, który popełnił jednorazowy błąd.

Stąd proponowane przyjęcie zasady, iż rozliczeniu podlega każdorazowe przekroczenie mocy umownej przez użytkownika sieci i konsekwentnie rozliczanie opłaty za przekroczenie mocy umownej na podstawie stałej stawki wyliczanej dla okresu rozliczeniowego, jakim zgodnie z taryfą jest miesiąc, w zależności od produktu zamówionego przez użytkownika sieci. Nowy model zakłada, iż użytkownik sieci będzie obciążany opłatą za przekroczenie mocy umownej za każdą poszczególną dobę gazową, w której przekroczył moc umowną. Z uwagi na powyższe, każde przekroczenie mocy umownej będzie podlegało sankcjonowaniu w ramach rozliczenia dobowego (dobowo – analogicznie, jak proces składania nominacji, wykonywania alokacji czy też bilansowania handlowego). Dzięki zastosowaniu proponowanego rozwiązania, użytkownik sieci będzie bardziej skłonny do korzystania z systemu przesyłowego wyłącznie w zakresie zarezerwowanej przez siebie przepustowości.

Zmiany § 42 polegające na dodaniu ust. 1a i 1b służą wyeliminowaniu sytuacji przekroczeń nie tylko dotyczących ilości wynikających z przydziału przepustowości, ale także przekroczeń parametrów technicznych stacji gazowej. Należy wskazać, że dotychczas obowiązujące przepisy prawa z jednej strony obligują OSP do prowadzenia ruchu sieciowego z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i nie pozwalają na odcięcie odbiorcy niezależnie od tego jaka jest wielkość przeciążenia stacji, a z drugiej strony przepisy prawa budowlanego nakazują użytkowanie stacji zgodnie z jej parametrami określonymi w pozwoleniu na użytkowanie. Celem proponowanej zmiany jest motywowanie użytkowników sieci do podjęcia aktywnych i wyprzedzających działań w zakresie wnioskowania o rozbudowę punktów wejścia do swoich systemów, w przypadku wielokrotnego sygnalizowania problemu wyczerpywania możliwości technicznych stacji gazowych na punktach wyjścia z systemu przesyłowego.

W przypadku przekroczenia mocy np. o 2000 kWh/h, wielkość opłaty dodatkowej z tytułu przekroczenia mocy umownej zgodnie z obecnie obowiązującą taryfą wynosi ok. 267 zł za dobę tj. łącznie ok. 8 tys. zł zgodnie z obowiązującą metodyką naliczania tej opłaty, co jest wielkością znikomą w porównaniu z opłatą za przyłączenie (dla np. stacji Q=1600 m³/h całkowity koszt przyłączenia dla odbiorcy z grupy przyłączeniowej C wynosi ok. 3 mln zł + należy do tego doliczyć koszt budowy stacji redukcyjnej podmiotu, również ok. 3 mln zł).

Sytuacje, w których użytkownik sieci odbiera gaz przekraczając parametry techniczne stacji gazowej (niezależnie od tego, czy jest to jednostkowy przypadek, czy taka sytuacja ma miejsce wielokrotnie), powinny skłaniać do analiz zasadności rozbudowy danego punktu, czyli docelowo w uzasadnionych przypadkach do rozpoczęcia procedury przyłączeniowej. W związku z tym, w przypadku przekroczenia parametrów technicznych stacji gazowej, opłata

za przekroczenia mocy powinna być wyższa od opłat pobieranych dotychczas, aby takie działanie stało się ekonomicznie nieuzasadnione dla użytkownika sieci i tym samym skłaniało do złożenia wniosku o przyłączenie.

3. Przepisy przejściowe i dostosowujące

Rozporządzenie nie przewiduje przepisów przejściowych i dostosowujących.

4. Wejście w życie

Planowane jest wejście w życie przedmiotowego rozporządzenia w terminie 30 dni od dnia ogłoszenia.

5. Zgodność z prawem Unii Europejskiej i notyfikacja

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.

6. Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projekt rozporządzenia wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia wprowadza większą przejrzystość przepisów dotyczących ustalania wysokości taryf, co korzystnie wpłynie na stronę kosztową prowadzenia działalności gospodarczej. Między innymi ustanawia się przejrzysty i efektywny mechanizm ułatwiający prowadzenie inwestycji w zakresie rozbudowy sieci gazowej. Powyższe przyczyni się do rozwoju mikro, małej oraz średniej przedsiębiorczości w regionach dotychczas niezgazyfikowanych lub charakteryzujących się istnieniem sieci niedostatecznie rozwiniętej do zaspokojenia istniejącego oraz prognozowanego popytu ze strony odbiorców prowadzących działalność gospodarczą.

Projekt jest zgodny z przepisami ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162, z późn. zm.).

7. Konsultacje projektu

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Zgodnie z art. 46 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zostanie zasięgnięta opinia Prezesa URE.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan ... – Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu ...	Data sporządzenia ... Źródło Upoważnienie ustawowe art. 46 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Nr w Wykazie prac ...

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proponowane zmiany w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280), polegają na określeniu:

- sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne;
- sposobu ustalania opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej oraz opłat za przekroczenia mocy umownej na punktach wejścia do systemu przesyłowego.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Wprowadzenie proponowanych zmian wprowadzi odpowiednie modyfikacje mające na celu m.in. polepszenie sytuacji operatorów pod kątem prowadzenia działalności.

Jedną ze zmian jest dotyczy dodania § 4a regulującego w postaci wzoru sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Druga zmiana dotyczy odpowiedniej modyfikacji § 42, która umożliwi ustalenie w taryfie opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	Ustawa Prawo energetyczne	Zmiany w zakresie treści przepisów taryfowych w związku z obowiązkiem Prezesa URE dotyczącym zatwierdzania i kontrolowania stosowania taryf paliw gazowych
Operatorzy systemu dystrybucyjnego	52	Dane Urzędu Regulacji Energetyki - Wykaz operatorów systemów gazowych (dostęp: 28.09.2021)	Zmiana w zakresie sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.
Operator systemu przesyłowego	1	Dane Urzędu Regulacji Energetyki - Wykaz operatorów systemów gazowych (dostęp: 28.09.2021)	Zmiana w zakresie sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o

			których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto, wprowadzenie w taryfie opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej oraz opłat za przekroczenia mocy umownej na punktach wejścia do systemu przesyłowego.

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 lobbingsowej 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 (21 dni) do następujących podmiotów:

1. Izba Gospodarcza Gazownictwa,
2. OGP Gaz-System S.A.,
3. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.,
4. PKN ORLEN S.A.,
5. Lotos Petrobaltic S.A.,
6. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.,
7. EuRoPol Gaz S.A.,
8. Gas Storage Poland sp. z o.o.,
9. G.EN. GAZ ENERGIA sp. z o.o.,
10. EWE Energia sp. z o.o.,
11. Duon Dystrybucja sp. z o.o.,
12. Anco sp. z o.o.,
13. AVRIO MEDIA sp. z o.o.,
14. SIME Polska sp. z o.o.,
15. Towarzystwo Obrotu Energią,
16. Związek Pracodawców „Polskie Szkło”.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania do następujących podmiotów:

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
2. Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

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. Konfederacja Lewiatan,
2. Pracodawcy RP,
3. Związek Pracodawców Business Centre Club,
4. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
5. Związek Rzemiosła Polskiego,
6. Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Skrócenie ustawowego okresu opiniowania do 21 dni wynika z oczekiwań podmiotów rynkowych dotyczących konieczności pilnego doprecyzowania oraz rozwinięcia istniejących przepisów, mających bezpośredni wpływ na ich podstawową działalność. Sprawne procedowanie oraz niezwłoczne przyjęcie proponowanych zmian zwiększy pewność regulacyjną funkcjonowania podmiotów na polskim rynku gazu ziemnego w kontekście stale rosnącego krajowego

zapotrzebowania na gaz ziemny oraz planowanego na 2022 r. uruchomienia połączeń transgranicznych z Litwą oraz Słowacją. W związku z powyższym, wskazany wyżej termin jest uzasadniony.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2021 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	Nie dotyczy.

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 2021 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe,	0	0	0	0	0	0	0

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Proponowane rozporządzenie poprawi przejrzystość regulacji z zakresu ustanawiania taryf, co korzystnie wpłynie na możliwość przewidywania kosztów prowadzonej działalności. Co więcej, proponowana instytucja konta regulacyjnego pozwoli na zwiększenie przejrzystości procesu finansowania rozwoju sieci gazowej oraz zabezpieczy te przedsiębiorstwa przed wygórowanymi opłatami.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Proponowane rozporządzenie wprowadza większą przejrzystość przepisów dotyczących ustalania wysokości taryf, co korzystnie wpłynie na stronę kosztową prowadzenia działalności gospodarczej. Dzięki wprowadzonej instytucji konta regulacyjnego, zapewnia się dodatkowo przejrzysty i efektywny mechanizm dla rozbudowy sieci gazowej, co z kolei przyczyni się do rozwoju przedsiębiorczości w dotąd niezgazyfikowanych regionach.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Brak wpływu.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	
Niemierzalne		
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy.	
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 przejrzystości regulacji	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☒ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne: ...	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy	
Komentarz: Zwiększenie przejrzystości regulacji nastąpi m.in. dzięki: - ujednoliceniu brzmienia definicji usługi wirtualnego przesyłania zwrotnego, określonej w obecnie obowiązującym rozporządzeniu, z brzmieniem wskazanym w przepisach rozporządzeń NC CAM i NC TAR, - rozszerzeniu kategorii usług regulowanych o wskazane w rozporządzeniu NC TAR usługi nieprzesyłowe, które dotychczas nie były ujęte w katalogu przychodów wskazanym w obecnie obowiązującym rozporządzeniu, - rozszerzeniu katalogu usług OSD określonych w obecnie obowiązującym rozporządzeniu o dodatkowe faktyczne usługi oferowane przez OSD, - doprecyzowaniu zasady ustalania stawek za krótkoterminowe usługi przesyłania paliwa gazowego oraz świadczenie usług przesyłania paliwa gazowego na zasadach przerywanych w punktach wewnętrznych oraz punktach na połączeniach z państwami trzecimi, co dotychczas nie było jednoznacznie określone przepisami obecnie obowiązującego rozporządzenia ani NC TAR. - ujednoliceniu zasad przekazywania danych przez OSP lub OSD o wykonywanej usłudze na rzecz odbiorcy lub przedsiębiorstwa poprzez uzupełnienie rozporządzenia o przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej.		

9. Wpływ na rynek pracy		
Brak przewidywanego wpływu na rynek pracy.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne: ...	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Dzięki zapewnieniu odpowiedniego mechanizmu rozbudowy sieci gazowej, przewiduje się, że proponowana zmiana pozytywnie wpłynie na rozwój sieci gazowej, a tym samym przyczyni się do spełnienia celów transformacji energetycznej w kierunku gospodarki o mniejszym śladzie środowiskowym. Ponadto, rozwój sieci gazowej będzie pozytywnie oddziaływał na rozwój regionalny.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Zgodnie z § 4 projektu, rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia, z tym że: - saldo konta regulacyjnego po raz pierwszy zostanie uwzględnione przy ustalaniu przychodu pokrywającego koszty uzasadnione na rok 2023, - przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych zostały zobowiązane do dostosowania stawek opłat za udostępnienie usług magazynowania paliw gazowych w okresie czterech lat od wejścia w życie rozporządzenia.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Ewaluacja będzie prowadzona w sposób stały, w oparciu o informacje dotyczące oceny przeprowadzonych zmian regulacyjnych przekazywane do ministerstwa przez zainteresowane podmioty, których rozporządzenie dotyczy,		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		

ROZPORZĄDZENIE

MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną

Na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf dla energii elektrycznej;
- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) grupa przyłączeniowa - grupę podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
 - a) grupa I - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
 - b) grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - c) grupa III - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

- d) grupa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
 - e) grupa V - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
 - f) grupa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok;
- 2) grupa taryfowa - grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;
 - 3) miejsce dostarczania energii elektrycznej - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem odbioru tej energii;
 - 4) miejsce przyłączenia - punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią;
 - 5) moc przyłączeniowa - moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
 - 6) moc umowna - moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej jako wartość nie mniejszą niż wyznaczoną jako wartość maksymalną ze średniej wartości mocy w okresie 15 minut, z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania odbiorcy, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu

dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo

- c) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającymi co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 7) okres regulacji - okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 21;
- 8) przyłączy - odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 9) rezerwa mocy - możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
- 10) sieciowe miejsce dostarczania energii elektrycznej - miejsce dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, z którego jest zasilana sieć dystrybucyjna 110 kV pracująca trwale lub okresowo w układach pierścieniowych;
- 11) układ pomiarowo-rozliczeniowy - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
- 12) usługi systemowe - usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Rozdział 2

Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej "ustawą";
- 2) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. 1. Taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określa:

- 1) grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen lub stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych, a także warunki ich stosowania;
- 3) sposób ustalania:
 - a) bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - b) opłat za:
 - przyłączenie do sieci,
 - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - nielegalny pobór energii elektrycznej,
 - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
 - wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 1, 2 i 4 ustawy.

2. Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy;

- 3) stawki opłat za usługi systemowe;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zwane dalej "stawkami opłat przesyłowych";
- 2) sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci;
- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej,
 - b) przekroczenia mocy umownej,
 - c) nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci lub sposób ustalania tych opłat;
- 2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zwane dalej "stawkami opłat dystrybucyjnych";
- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za:
 - a) ponadumowny pobór energii biernej,
 - b) przekroczenia mocy umownej,
 - c) usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
 - d) nielegalny pobór energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 6. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców, na podstawie następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 2) wartości mocy umownej;
- 3) systemu rozliczeń;
- 4) liczby rozliczeniowych stref czasowych;
- 5) zużycia energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych.

2. Ceny lub stawki opłat, o których mowa w § 5, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne może utworzyć odrębną grupę taryfową dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej tworzy odrębną grupę taryfową dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych, w celu stymulowania tych odbiorców do zużywania większej ilości energii elektrycznej w godzinach od 22.00 do 6.00.

5. W grupie taryfowej, o której mowa w ust. 4, obowiązują stawki opłat w wysokości jak w grupie taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej, z zastrzeżeniem ust. 6-10.

6. W godzinach od 22.00 do 6.00 przedsiębiorstwo energetyczne w pierwszym roku od zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, stosuje składnik zmienny stawki sieciowej w wysokości do 30% składnika zmiennego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Obniżony składnik zmienny stawki sieciowej obowiązuje w odniesieniu do ilości energii elektrycznej, przewyższającej ilość energii elektrycznej zużytej w analogicznym okresie rozliczeniowym poprzedzającego roku.

7. Dla nowego miejsca dostarczania energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, któremu przedsiębiorstwo energetyczne nie świadczyło usługi dystrybucji dłużej niż rok, przyjmuje się, że zużycie energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 6, wynosiło 0 kWh.

8. W kolejnych latach od zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4, do rozliczenia opłaty sieciowej zmiennej w poszczególnych okresach przyjmuje się ilość zużycia energii elektrycznej taką jak w analogicznym okresie rozliczeniowym roku poprzedzającego pierwszy rok zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4.

9. Dla odbiorców, o których mowa w ust. 7 i 8, w godzinach od 22.00 do 6.00 przedsiębiorstwo energetyczne stosuje składnik zmienny stawki sieciowej w wysokości do 30% składnika zmiennego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za energię elektryczną. Obniżony składnik zmienny stawki sieciowej obowiązuje w odniesieniu do ilości energii elektrycznej przewyższającej ilość energii elektrycznej zużytej w analogicznym okresie roku poprzedzającego pierwszy rok zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej, o której mowa w ust. 4.

10. W grupie taryfowej, o której mowa w ust. 4, składnik stały stawki sieciowej ustala się w wysokości dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych z jednostrefowym rozliczeniem za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

11. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej może utworzyć odrębną grupę taryfową dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby drogowego elektrycznego transportu publicznego, w celu rozwoju tego transportu.

12. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej tworzy grupę taryfową dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania i świadczenia na niej usług ładowania zgodnie z ustawą z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2020 r. poz. 908 i 1086), z uwzględnieniem kryteriów określonych w ust. 1 pkt 1-4.

13. Odbiorca, który wybrał do rozliczeń z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej grupę

taryfową, o której mowa w ust. 12, jest rozliczany na podstawie tej taryfy przez cały okres obowiązywania umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, zawartej pomiędzy tym odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym.

14. Dla odbiorców, o których mowa w ust. 12, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w rozliczeniach za usługi dystrybucji energii elektrycznej stosuje stawki opłat obowiązujące w grupie taryfowej z rozliczeniem jednostrefowym dla danego poziomu napięcia oraz danej mocy umownej, przy czym:

- 1) w przypadku gdy stopień wykorzystania mocy umownej S_m jest niższy lub równy 0,100, z uwzględnieniem współczynnika korygującego w wysokości:
 - a) 25% dla kalkulacji opłat wynikających ze składnika stałego stawki sieciowej oraz
 - b) 200% dla kalkulacji opłaty z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej;
- 2) w przypadku gdy stopień wykorzystania mocy umownej S_m jest wyższy niż 0,100, z uwzględnieniem pełnej wartości składnika stałego stawki sieciowej oraz współczynnika korygującego w wysokości 150% dla kalkulacji opłaty z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej.

15. Stopień wykorzystania mocy umownej S_m , o którym mowa w ust. 14, wyznacza się według wzoru:

$$S_m = E_o / (P \cdot t_o \cdot 24)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_o - łączną ilość energii elektrycznej pobranej w miejscu dostarczania energii elektrycznej przez odbiorcę na potrzeby, o których mowa w ust. 12, w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu [w MWh lub kWh],

P - moc umowną dla danego odbiorcy wyznaczoną jako średnia moc umowna w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu [w MW lub kW],

t_o - liczbę dni w okresie jednego roku kończącego się z dniem ostatniego dokonanego odczytu.

16. Dla nowego miejsca dostarczania energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 12, lub w przypadku odbiorcy z grupy taryfowej, o której mowa w ust. 12, który zużywał energię elektryczną w okresie krótszym niż jeden rok, do czasu zakończenia tego okresu stosuje się rozliczenia zgodnie z ust. 14 pkt 1.

§ 7. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej, położonych w sieci o różnych poziomach napięć - jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc,
 - 2) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania energii elektrycznej, położonych w sieci o jednakowych poziomach napięć - może być zaliczony do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, z zastrzeżeniem pkt 3,
 - 3) pobiera energię elektryczną w celu zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej na tym samym poziomie napięcia - wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania
- zgodnie z kryteriami podziału odbiorców na grupy taryfowe przyjętymi w danym przedsiębiorstwie energetycznym.

2. Odbiorca, który ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe, dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 6 ust. 1, może być dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wybiera jedną spośród tych grup.

3. Odbiorca, o którym mowa w ust. 2, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy, a w przypadku zmiany stawek opłat - w okresie 60 dni od dnia wejścia w życie nowej taryfy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa.

Rozdział 3

Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 8. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

§ 9. Koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w § 8, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej - stanowią planowane, dla danego roku, koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego, uwzględniające uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną - stanowią planowane dla danego roku koszty uzasadnione, o których mowa w § 20.

§ 10. 1. Koszty, o których mowa w § 9, ustala się:

- 1) zgodnie z art. 44 i art. 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości;
- 2) na podstawie planowanych, dla każdego roku okresu regulacji, ilości energii elektrycznej przewidywanych do sprzedaży, wytworzenia, przesłania lub dystrybucji, a także wielkości mocy umownej.

2. Podstawą oceny:

- 1) kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalania taryfy, określone na podstawie sprawozdań finansowych dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, zgodnie z art. 44 ust. 2 ustawy;
- 2) ilości, o których mowa w ust. 1 pkt 2, są ilości wynikające z poprzednich okresów.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, mogą być porównywalne koszty wykonywania działalności gospodarczej w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących tego samego rodzaju działalność gospodarczą o zbliżonych warunkach jej wykonywania.

§ 11. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych dzieli się na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej i na poszczególne grupy taryfowe, a także w odniesieniu do poszczególnych rodzajów cen i stawek opłat, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów. Przyjęta metoda podziału kosztów powinna zapewnić podział kosztów odpowiadających zaangażowaniu zasobów przedsiębiorstwa w zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców z poszczególnych grup taryfowych.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 12. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej kalkuluje ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej - na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4 [w zł/MWh lub zł/kWh];
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy - na podstawie jednostkowych kosztów stałych ustalonych w sposób określony w ust. 3 [w zł/MW/h lub zł/kW/h];

- 3) stawki opłat za usługi systemowe - na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 3, mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały - za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w zł/h lub zł/miesiąc, lub w zł/MW/h, lub zł/kW/h, lub zł/MW/miesiąc, lub zł/kW/miesiąc;
- 2) składnik zmienny - za świadczenie usług systemowych, wyrażony w zł/MWh lub zł/kWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, oznaczone symbolem "kjs", oblicza się według wzoru:

$$k_{js} = \frac{K_{sp}}{\sum_{i=1}^n P_{dwi} + \sum_{i=1}^n P_{dri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{sp} - koszty stałe planowane, dla każdego roku okresu regulacji, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł],

P_{dwi} - moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h],

P_{dri} - moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h],

n - liczbę godzin, planowaną dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem " P_{dwi} ", albo dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem " P_{dri} ", w każdym roku okresu regulacji.

4. Jednostkowe koszty zmienne [w zł/MWh lub zł/kWh], oznaczone symbolem "k_{jz}", oblicza się według wzoru:

$$k_{jz} = \frac{K_{zp} + K_{ze} + K_{zw}}{E_{jw}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{zp} - koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w każdym roku okresu regulacji, dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł],

Kze - koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł],

Kzw - pozostałe koszty zmienne, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł],

Ejw - ilość energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży, wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w każdym roku okresu regulacji [w MWh lub kWh].

§ 13. 1. Opłaty za przyłączenie do sieci ustala się dla podmiotów zakwalifikowanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I, II, III oraz VI - przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci - na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;
- 2) IV i V oraz VI - przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci - na podstawie stawek opłat kalkulowanych na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy oraz w zależności od rodzaju stawki odpowiednio do wielkości mocy przyłączeniowej, długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka (napowietrzny lub kablowy).

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2, dla przyłącza kablowego uwzględniają koszty zakupu i montażu:

- 1) złącza kablowego wraz z jego obudową i wyposażeniem;
- 2) układu pomiarowo-rozliczeniowego i zabezpieczenia przedlicznikowego wraz z ich obudową i wyposażeniem do ich montażu.

3. W zależności od przyjętego rozwiązania technicznego przez obudowę, o której mowa w ust. 2, rozumie się szafkę złączowo-pomiarową zintegrowaną lub modułową wspólną dla złącza i układu pomiarowo-rozliczeniowego lub odpowiadające jej funkcjonalnie oddzielne szafki złączowe i pomiarowe lub szafki pomiarowe.

4. Przepisu ust. 2 pkt 2 nie stosuje się do przyłączy kablowych w budynkach wielolokalowych oraz innych zespołach obiektów, w których lokalizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych nie pokrywa się z lokalizacją złączy kablowych.

5. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się wydatki ponoszone na wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgadnianie dokumentacji, uzyskanie pozwoleń na budowę, zakup materiałów do budowy odcinków sieci służących do

przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, koszty sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędne do budowy lub eksploatacji urządzeń.

6. Przyłączany podmiot może wybrać rodzaj przyłącza - kablowe lub napowietrzne, o ile wykonanie takiego przyłącza jest możliwe ze względów technicznych.

7. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania, z wyjątkiem zasilania rezerwowego, opłatę za przyłączenie ustala się w sposób określony w ust. 1-5. W przypadku zasilania rezerwowego opłatę za przyłączenie ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów.

8. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej, dokonywanej na wniosek danego podmiotu zakwalifikowanego do:

- 1) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 - pobiera się opłatę ustaloną stosownie do ust. 1 pkt 1;
- 2) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2 - pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

9. Za wymianę lub przebudowę przyłącza bez zwiększenia mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu, opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów z tym związanych.

10. Za wymianę lub przebudowę przyłącza związaną ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu zakwalifikowanego do:

- 1) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 - pobiera się opłatę stanowiącą sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę przyłącza ustalonych dla dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej oraz opłaty za przyrost mocy przyłączeniowej stosownie do ust. 1 pkt 1;
- 2) grup przyłączeniowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2 - pobiera się opłatę obliczoną jako sumę rzeczywistych nakładów poniesionych na wymianę lub przebudowę przyłącza ustalonych dla dotychczasowej wielkości mocy przyłączeniowej i opłaty za przyrost mocy wynikającej z iloczynu stawki opłaty ustalonej w taryfie, zależnej od rodzaju przyłącza (napowietrzne lub kablowe) i przyrostu mocy przyłączeniowej.

§ 14. 1. Stawki opłat przesyłowych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) przesyłania energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prowadzenia rozliczeń z tytułu wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

2. Stawki opłat przesyłowych:

- 1) o których mowa w ust. 1 pkt 2, zwane dalej "stawkami jakościowymi",
- 2) o których mowa w ust. 1 pkt 3, zwane dalej "stawkami rynkowymi"

– kalkuluje się jako jednoskładnikowe.

3. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli.

4. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania energii elektrycznej od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 3 pkt 3, zwane dalej "stawkami abonamentowymi", kalkuluje się jako jednoskładnikowe.

6. Stawki abonamentowe są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego.

7. Stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 3 pkt 1, zwane dalej "stawkami sieciowymi", kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej - obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym - obliczany w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 2) zmienny stawki sieciowej - obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczania.

8. W przypadku operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc, jako energię elektryczną pobraną, o której mowa w ust. 7 pkt 2, przyjmowaną do kalkulacji i prowadzenia rozliczeń w zakresie składnika

zmiennego stawki sieciowej za świadczone usługi przesyłania energii elektrycznej, przyjmuje się nadwyżkę wynikającą z różnicy między ilością energii elektrycznej pobranej a ilością energii elektrycznej oddanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym miejscu jej dostarczania.

§ 15. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 14 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się dla sieci przesyłowych elektroenergetycznych.

2. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 14 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie znamionowych:

- 1) wysokich - obejmujących napięcie znamionowe 110 kV;
- 2) średnich - obejmujących napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV;
- 3) niskich - obejmujących napięcie znamionowe nie wyższe niż 1 kV.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się dla danej grupy taryfowej na podstawie kosztów uzasadnionych, z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału, zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

§ 16. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów stałych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy.

2. Koszty stałe, o których mowa w ust. 1, związane ze świadczeniem usług dystrybucji obejmują uzasadnione koszty związane z działalnością operatorów systemów dystrybucyjnych w organizacji OSD UE, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943, oraz koszty stałe operatorów systemów dystrybucyjnych związane z udzielaniem zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem zamówień.

3. Koszty stałe, o których mowa w ust. 1, dotyczące amortyzacji i zwrotu z zaangażowanego kapitału, ustala się z uwzględnieniem stopnia realizacji zakresu inwestycji, określonych w harmonogramie rzeczowo-finansowym inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy.

4. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych
- 2a) zmiennych związanych z udzielaniem przez operatorów systemów dystrybucyjnych zamówień na usługi elastyczności oraz kosztów zakupu tych usług;
- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy.

5. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 1, oznaczony symbolem "SSV_n", kalkuluje się według wzoru:

- 1) dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej [w zł/MW lub zł/kW]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{P_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSV_n - sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów stałych, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,

PV_n - wartość mocy umownej - określoną jako sumę mocy umownej planowanej do pobrania z sieci, w każdym roku okresu regulacji, przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorami oraz przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi kompleksowe, z zastrzeżeniem ust. 7-10;

- 2) dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym [w zł/miesiąc]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{n_G}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSV_n - sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów stałych, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczanych do danej grupy taryfowej,

nG - liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych w gospodarstwach domowych.

6. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 14 ust. 7 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej, oznaczony symbolem "SZV_n" [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{ZVn} = \frac{K_{ZVn}}{E_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KZV_n - sumę planowanych do poniesienia, w każdym roku okresu regulacji, kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2, przenoszonych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej,

EV_n - sumę energii elektrycznej planowanej do pobrania, w każdym roku okresu regulacji, przez odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych V_n, zaliczonych do danej grupy taryfowej [w MWh lub kWh]; ilość energii elektrycznej planowanej do pobrania z sieci przesyłowej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w tych miejscach dostarczania, wyznacza się w sposób, o którym mowa w § 14 ust. 8.

7. Moc umowna jest zamawiana dla miejsc dostarczania przez odbiorców, w tym przez operatorów systemów dystrybucyjnych, korzystających z usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub z usługi kompleksowej w przedsiębiorstwach energetycznych świadczących te usługi, z zastrzeżeniem ust. 7 i 8.

8. Jeżeli umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, moc umowna może być zamawiana łącznie dla dwóch lub więcej miejsc dostarczania.

9. Wartość mocy umownej dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i stosowaną w rozliczeniach zgodnie

z § 24, dla tych miejsc dostarczania energii elektrycznej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieciowych miejscach dostarczania energii elektrycznej, w sposób określony w ust. 9.

10. Wartość mocy umownej przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i stosowaną w rozliczeniach zgodnie z § 27 ust. 1, za świadczone usługi dystrybucji, między operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania połączone siecią tego operatora, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

11. Wartości maksymalnych łącznych mocy średniodzinnych, o których mowa w ust. 7 i 8, wyznacza się na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, przez wyznaczenie średniej arytmetycznej z pięciu pomiarów wybranych z siedmiu pomiarów maksymalnego poboru mocy średniodzinnej i po odrzuceniu dwóch pomiarów maksymalnych, dokonanych w okresie od dnia 1 lipca roku n-2 do dnia 30 czerwca roku n-1, gdzie "n" jest rokiem obowiązywania taryfy, przy zachowaniu co najmniej 240 godzin przerw między poszczególnymi pomiarami.

12. Jeżeli nie można uzyskać wartości niezbędnych do wyznaczenia mocy umownej zgodnie z ust. 9, strony umowy ustalają jej wartość w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, uwzględniając parametry techniczne i układ pracy sieci w miejscach świadczenia tych usług.

§ 17. 1. Stawki jakościowe, oznaczone symbolem "SoSJ" [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSJ} = \frac{K_{SJ}}{E_{SJ}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KSJ - koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej planowane do poniesienia w każdym roku okresu regulacji,

ESJ - ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh].

2. Koszty utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty planowanych do zakupu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędnych:

- 1) rezerw mocy i usług systemowych, w wysokości kosztów ich zakupu;
- 2) ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii, określone jako różnica w wysokości między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii w ramach bilansowania systemu.

§ 18. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikających z rekompensat, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 2019/943 w części dotyczącej wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi tych państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci tymi rekompensatami.

2. Stawkę rynkową, o której mowa w ust. 1, oznaczoną symbolem "Sr" [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_r = \frac{K_r}{E_{zk}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Kr - koszty uzasadnione, o których mowa w ust. 1,

Ezk - ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, których operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych nie są objęci rekompensatami.

§ 19. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej wykonuje na dodatkowe zlecenie odbiorcy następujące usługi:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;

- 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 5) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu;
- 6) nadzór nad wykonawcami niezależnymi od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującymi prace w pobliżu lub na urządzeniach elektroenergetycznych będących własnością danego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonawców, o których mowa w pkt 6, oraz likwidację miejsca pracy wraz z ponownym załączeniem urządzeń do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 8) założenie plomb na urządzeniach podlegających oplombowaniu, w szczególności po naprawie, remoncie i konserwacji instalacji;
- 9) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzania dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci.

2. Zawarte w taryfie opłaty za usługi, o których mowa w ust. 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji tych usług.

§ 20. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

2. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz koszty:

- 1) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w:
 - a) art. 52 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42 i 60),
 - b) art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 831, z 2018 r. poz. 650 oraz z 2019 r. poz. 51);
- 2) zakupu energii elektrycznej, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, stosownie do art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1 i art. 92 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 3) uzyskania i umorzenia świadectw, o których mowa w:

- a) art. 44 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
- b) art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

3. Koszty uzasadnione wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną;
- 2) wspólnych wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w § 11 ust. 1.

§ 21. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem "X", w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$K_{wn} \leq K_{wn-1} \times [1 + (RPI - X_n)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{wn} , K_{wn-i} - uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki prowadzenia działalności gospodarczej, wyznaczane w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem " K_{wn-i} ", są równe kosztom z roku poprzedzającego rok, w którym taryfa jest przedkładana do zatwierdzenia,

X_n - współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat w roku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia albo na początku okresu regulacji [%]; współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach,

RPI - średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sporządzenia taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" [w %].

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa lub poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem "Y", w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$C_{wn} \leq C_{wn-1} \times [1 + Y_n/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{wn} , C_{wn-i} - ceny wskaźnikowe dla danego rodzaju działalności gospodarczej, wyznaczone w sposób określony w ust. 3,

Y_n - współczynnik korekcyjny, ustalany corocznie i uwzględniany w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach, określający zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztu zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, wielkości i struktury sprzedaży energii elektrycznej oraz obciążeń podatkowych, lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 2, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży, wyliczanych odpowiednio według cen energii elektrycznej planowanych na dany rok okresu regulacji (C_{wn}) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regulacji (C_{wn-i}) oraz wielkości i struktury sprzedaży planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości sprzedaży energii elektrycznej planowanej na dany rok okresu regulacji;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz z opłat abonamentowych, wyliczanych odpowiednio na podstawie stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji (C_{wn}) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regulacji (C_{wn-i}) oraz wielkości i struktury sprzedaży tych usług planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości dostarczonej energii elektrycznej planowanej na dany rok okresu regulacji;

3) usług kompleksowych jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej, obliczoną w sposób określony w pkt 1, i średnią cenę usług dystrybucyjnych, obliczoną w sposób określony w pkt 2.

4. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, odnoszącej się do wybranych cen lub stawek opłat określonych w taryfie, współczynnik, o którym mowa w ust. 2, może mieć zastosowanie wyłącznie do tych cen lub stawek opłat.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, w sposobie ustalania cen wskaźnikowych, o którym mowa w ust. 3, uwzględnia się wyłącznie ceny lub stawki opłat określone w taryfie.

§ 22. 1. Przychód pokrywający koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, ustalany dla każdego roku okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane z:

- 1) cen i stawek opłat;
- 2) opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej;
- 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
- 4) wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 ustawy;
- 5) przekazywania danych pomiarowych innym przedsiębiorstwom energetycznym, w szczególności na potrzeby rozliczeń na rynku bilansującym oraz realizacji procedury zmiany sprzedawcy.

2. W przychodzie, o którym mowa w ust. 1 pkt 4 i 5, uwzględnia się wielkość uzyskanych przychodów do poziomu kosztów ponoszonych na świadczenie czynności, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5.

3. W przychodzie, o którym mowa w ust. 1, nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) z tytułu czynności dotyczących wznowienia dostaw energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania nastąpiło z przyczyn, o których mowa w art. 6b ust. 1, 2 i 4 ustawy.

4. Ustalając przychód, o którym mowa w ust. 1, dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego, uwzględnia się saldo konta regulacyjnego, o którym mowa w § 22a.

§ 22a. 1. Saldo konta regulacyjnego oblicza się według wzoru:

$$KR_n = (Odp\ n-2 - Odr\ n-2)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KR_n - saldo konta regulacyjnego dla taryfy na rok okresu regulacji "n" [w zł],

$Odp\ n-2$ - sumę przyjętego w taryfie na rok okresu regulacji "n-2" planowanego przychodu, będącego podstawą kalkulacji stawek opłat na 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych, z tytułu poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz planowanych na ten okres przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, łącznie dla wszystkich odbiorców [w zł],

$Odr\ n-2$ - sumę rzeczywiście uzyskanego w roku okresu regulacji "n-2" przychodu z tytułu poboru składnika zmiennego stawki sieciowej, składnika stałego stawki sieciowej, opłat abonamentowych oraz przychodów, o których mowa w § 22 ust. 1 pkt 2-5, a dla operatora systemu przesyłowego także przychodu z opłaty jakościowej, w okresie 12 kolejnych miesięcy kalendarzowych łącznie od wszystkich odbiorców [w zł],

2. W przypadku gdy uwzględnienie salda konta regulacyjnego miało spowodować zmianę z tego tytułu jednostkowego planowanego przychodu, wyrażonego w zł/MWh, określonego na rok okresu regulacji "n" w sposób wskazany w § 22, z uwzględnieniem planowanego na ten okres wolumenu dostaw energii elektrycznej, o więcej niż 2% w roku okresu regulacji "n", to wówczas uwzględnia się część salda tego konta w wysokości odpowiadającej 2% przychodu określonego na rok okresu regulacji "n", wyrażonego w zł.

3. Pozostałą część salda konta regulacyjnego nieuwzględnionego w przychodzie określonym na rok okresu regulacji "n" w sposób wskazany w § 22 uwzględnia się w taryfie na kolejny rok okresu regulacji "n+1". Przepis ust. 2 stosuje się odpowiednio.

Rozdział 4

Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 23. 1. Rozliczenia z odbiorcami i między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii

proceedzi się na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, rejestrowane wielkości niemierzalne oraz algorytmy ich przetwarzania na dane rozliczeniowe.

§ 24. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla danego poziomu napięć znamionowych w okresie rozliczeniowym, z zastrzeżeniem § 26 i § 27, oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + \sum_{m=1}^R S_{ZVnm} \times E_{oim} + k_{os} \times S_{oSj} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{oSj} \times E_{ok} + S_r \times E_{wp} + O_{ab}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_{poi} - opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obliczoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w zł],

$SSVn$ - składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW lub zł/kW mocy umownej lub w zł/miesiąc dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym],

P_i - moc umowną określoną dla danego odbiorcy, w tym dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w MW lub kW lub miesiącach dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym],

S_{ZVnm} - składnik zmienny stawki sieciowej dla danej rozliczeniowej strefy czasowej (strefa czasowa m) [w zł/MWh lub zł/kWh],

R - liczbę rozliczeniowych stref czasowych,

E_{oim} - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez danego odbiorcę w rozliczeniowej strefie czasowej m , w tym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorem oraz

- przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi kompleksowe [w MWh lub kWh w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie],
- kos - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 1,
- SoSJ - stawkę jakościową [w zł/MWh lub zł/kWh],
- Eos - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 1 [w MWh],
- kok - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 2,
- Eok - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 2 [w MWh],
- Sr - stawkę rynkową [w zł/MWh],
- Ewp - ilość energii elektrycznej przeznaczonej do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw, o których mowa w § 18 ust. 1, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych właściwemu operatorowi [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy],
- Oab - opłatę abonamentową uwzględniającą długość okresu rozliczeniowego oraz stawkę abonamentową [w zł].

2. Jako ilość energii, oznaczonej symbolem "Eoi", o którym mowa w ust. 1, pobraną z sieci przesyłowej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej, połączone siecią tego operatora, w tych miejscach dostarczania przyjmuje się ilość energii elektrycznej wyznaczonej w sposób, o którym mowa w § 14 ust. 8.

§ 25. 1. Ilości energii, oznaczonej symbolami "Eos" i "Eok", o których mowa w § 24 ust. 1, zużytej przez odbiorców końcowych, oblicza się dla:

- 1) wytwórcy przyłączonego do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem, przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którzy są

przyłączeni do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy i do sieci tego przedsiębiorstwa;

- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadającego miejsc dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami, przyłączonymi do sieci tego operatora i energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyłączonych do sieci tego operatora oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 3) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającego miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora, energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw energetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędących operatorami, przyłączonymi do sieci tego operatora i energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego operatora, ilości energii elektrycznej obliczonej dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyłączonych do sieci tego operatora oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 4) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem - jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, energii elektrycznej obliczonej dla wytwórców, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa oraz ilości energii elektrycznej, z uwzględnieniem ust. 6;
- 5) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe na rzecz odbiorców końcowych i przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej - jako sumę energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców końcowych i ilości energii elektrycznej obliczonej dla przedsiębiorstw

energetycznych z uwzględnieniem pkt 1-4, dla których przedsiębiorstwo świadczy usługi kompleksowe.

2. Współczynniki oznaczone symbolami "kos" i "kok", o których mowa w § 24 ust. 1, ustala się dla odbiorców końcowych:

- 1) którzy w roku kalendarzowym (n-2), poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy (n), w którym jest stosowana stawka jakościowa, zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej obliczonej przy zastosowaniu współczynnika "kos" = 1 stanowi nie mniej niż 15% wartości produkcji - jako "kos" = 0,1;
- 2) w krajowym systemie elektroenergetycznym innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby - jako "kok"; współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$\text{kok} = [(\text{Eok} + \text{Eos}) - \text{kos} \times \text{Eos}] / \text{Eok}$$

gdzie symbole Eos i Eok oznaczają ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia w każdym roku okresu regulacji przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, lub odbiorców końcowych innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby [w MW lub kWh].

3. Wytwórca przyłączony do sieci operatora systemu elektroenergetycznego lub do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, sprzedający energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącemu operatorem przyłączonym do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy, pobiera od odbiorcy lub przedsiębiorstwa energetycznego opłatę wynikającą ze stawki jakościowej, z zastrzeżeniem ust. 4, obliczoną według wzoru:

$$\text{Oos} = \text{kos} \times \text{SoSJ} \times \text{Eos} + \text{kok} \times \text{SoSJ} \times \text{Eokw}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Oos - opłatę wynikającą ze stawki jakościowej,

kos - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 2 pkt 1,

SoSJ - stawkę jakościową [w zł/MWh lub w zł/kWh],

Eos - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh],

kok - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 2 pkt 2,

Eokw - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, instalacji lub urządzeń wytwórcy przyłączonego do sieci operatora systemu elektroenergetycznego oraz do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, z wyłączeniem odbiorców, o których mowa w ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh].

4. W przypadku gdy wytwórca jest przyłączony jednocześnie do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, pobierana przez tego wytwórcę opłata, o której mowa w ust. 3, jest wnoszona do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

5. Energia elektryczna kupowana przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części, w której jest zużywana przez to przedsiębiorstwo w celu zasilania potrzeb własnych związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także pokrywania strat powstałych w sieciach podczas jej przesyłania lub dystrybucji do odbiorców, dla których przedsiębiorstwo to stosuje taryfy zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, nie jest uwzględniana w ilości energii, do której stosuje się stawkę jakościową.

6. Energia elektryczna kupowana przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, zużywana przez to przedsiębiorstwo na potrzeby inne niż określone w ust. 5, jest uwzględniana w ilości energii, do której stosuje się stawkę jakościową.

7. Opłat abonamentowych nie pobiera się od odbiorców, o których mowa w § 6 ust. 3.

8. W przypadku odbiorców, o których mowa w § 6 ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne w rozliczeniach za usługi dystrybucji energii elektrycznej może stosować stawki opłat w wysokościach określonych dla grupy taryfowej z rozliczeniem jednostrefowym, właściwej ze

względem na poziom napięcia i wielkość sumy mocy przyłączonych odbiorników energii elektrycznej.

§ 26. 1. Opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem "Opw", dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$\text{Opw} = \text{kos} \times \text{SoSJ} \times \text{Eos} + \text{kok} \times \text{SoSJ} \times \text{Eokw}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

kos - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 1,

SoSJ - stawkę jakościową [w zł/MWh lub zł/kWh],

Eos - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh],

kok - współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w § 25 ust. 2 pkt 2,

Eokw - ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, instalacji lub urządzeń wytwórcy przyłączonego do sieci operatora systemu elektroenergetycznego oraz do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, z wyłączeniem odbiorców, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 1 [w MWh lub kWh].

2. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, oznaczoną symbolem "Opn", dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się sprzedażą energii elektrycznej lub jej obrotem [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$\text{Opn} = \text{Sr} \times \text{Ewp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Sr - stawkę rynkową [w zł/MWh lub zł/kWh],

Ewp - ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany między krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi krajów niebędących członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do właściwego operatora [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

§ 27. 1. Opłatę za usługi dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem "Opovi", świadczone między operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania połączone siecią tego operatora, na tym samym poziomie napięć znamionowych [w zł za okres rozliczeniowy], z zastrzeżeniem ust. 2, oblicza się według wzoru:

$$O_{povi} = \sum_{i=1}^m (S_{svn} \times P_{vi} + S_{zvn} \times E_{pi})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ssvn - składnik stały stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MW lub zł/kW],

Pvi - moc umowną określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW lub kW],

Szvn - składnik zmienny stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh],

Epi - ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nieposiadający co najmniej dwóch sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora dokonuje rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej w sposób określony w § 24 ust. 1, z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, do którego sieci jest przyłączony.

3. W przypadku połączeń sieci dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których żaden nie posiada co najmniej dwóch sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej połączonych siecią tego operatora, rozliczenia opłaty za świadczone usługi dystrybucji energii elektrycznej są dokonywane w sposób określony w § 24 ust. 1, z tym że operatorem wnoszącym opłaty jest ten operator systemu dystrybucyjnego, dla którego ilość energii elektrycznej, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok stosowania taryfy, pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej drugiego operatora była większa.

§ 28. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej

odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii lub koszty poniesionej opłaty zastępczej.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego zakupu energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

§ 29. 1. Podstawą do zastosowania w rozliczeniach między przedsiębiorstwem energetycznym a sprzedawcą zróżnicowanych cen energii elektrycznej, o których mowa w § 28, jest informacja sporządzana za dany miesiąc i przekazana sprzedawcy do 10 dnia miesiąca następującego po miesiącu, za jaki jest sporządzona.

2. Informacja, o której mowa w ust. 1, powinna zawierać dane określające ilość energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne i odsprzedanej odbiorcom, z podziałem na miejsca dostarczania energii elektrycznej.

3. W przypadku braku układów pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających przedsiębiorstwu energetycznemu ustalenie struktury sprzedaży energii elektrycznej w strefach czasowych odbiorcom tej energii, w rozliczeniach, o których mowa w ust. 1, przyjmuje się taką strukturę sprzedaży energii elektrycznej, jaka jest ustalona w przypadku zakupu energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo od sprzedawcy.

4. Ilość energii elektrycznej określona w informacji, o której mowa w ust. 1, zużyta na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym okresie rozliczeniowym oraz odsprzedana odbiorcom przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa nie może być większa od ilości wykazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, na podstawie którego są dokonywane rozliczenia między tym przedsiębiorstwem a sprzedawcą.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową stosuje w rozliczeniu z odbiorcami w zakresie:

- 1) obrotu energią elektryczną cenę tej energii stosownie do § 20;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego sieci jest przyłączony dany odbiorca.

2. Odbiorca zakwalifikowany do grupy taryfowej, o której mowa w § 6 ust. 4, jest rozliczany za zużytą energię elektryczną według cennika sprzedawcy energii elektrycznej, z którym ma zawartą umowę.

§ 31. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych polegających w szczególności na łączeniu, podziale lub wydzieleniu z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, które uległy przekształceniom organizacyjnym, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przez okres, na jaki taryfa dotychczasowa została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

§ 32. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych określonych w taryfie i uzgodnionych w umowie.

2. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne ustala w taryfie kilka okresów rozliczeniowych dla danej grupy taryfowej, odbiorca ma prawo wyboru okresu rozliczeniowego oraz jego zmiany, jednak nie częściej niż raz na 12 miesięcy.

3. Okres rozliczeniowy dla grup przyłączeniowych I-IV nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców.

4. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego w oparciu o rzeczywiste odczyty urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, dokonane w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego.

5. W prognozach, o których mowa w ust. 4, należy uwzględniać zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze energii elektrycznej.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy końcowemu możliwość dostępu do informacji w zakresie rozliczeń w postaci elektronicznej oraz do faktur elektronicznych.

§ 33. 1. W rozliczeniach między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz między operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i wytwórcą za świadczone usługi przesyłania energii elektrycznej w części dotyczącej opłaty jakościowej operator systemu przesyłowego w rozliczeniach wstępnych może stosować wielkości prognozowanego zużycia energii elektrycznej, określane na podstawie wielkości przyjętych do kalkulacji stawki jakościowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. W przypadku prowadzenia rozliczeń w sposób, o którym mowa w ust. 1, rozliczenia te są korygowane, zgodnie z postanowieniami taryfy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, po zakończeniu okresu rozliczeniowego, na podstawie danych rzeczywistych określonych w sposób, o którym mowa w § 25 ust. 1.

§ 34. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobraną energię elektryczną:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 35. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji, albo usługi kompleksowej albo sprzedażą energii elektrycznej, wystawiające odbiorcy końcowemu fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, przedstawia między innymi informacje o:

- 1) wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności;
- 2) sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego albo odczyt dokonany i zgłoszony przez odbiorcę;
- 3) sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.
- 4) nazwę i dane kontaktowe tego przedsiębiorstwa, w tym numer telefonu oraz adres poczty elektronicznej;

- 5) grupie taryfowej, do której zakwalifikowany jest odbiorca;
- 6) jeżeli umowa między odbiorcą a przedsiębiorstwem zastała zawarta na czas określony, termin wygaśnięcia tej umowy;
- 7) na temat możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz korzyści z tego płynących;
- 8) kod do celów zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego lub niepowtarzalny kod identyfikacyjny punktu dostawy energii do danego odbiorcy końcowego;
- 9) na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygania sporów, w tym dane kontaktowe koordynatora do spraw negocjacji, o którym mowa art. 31a ustawy;
- 10) o kompleksowym punkcie kontaktowym, o którym mowa w art. 25 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125);
- 11) o dostępie do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii, o którym mowa w art. 31g ustawy.

2. Jeżeli rozliczenia z odbiorcami końcowymi realizowane są na podstawie danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia, w tym odczytywanych przez operatora systemu elektroenergetycznego w sposób zdalny, przedsiębiorstwo o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniu dołączanym do faktury, przedstawia informacje o których mowa poniżej, lub informuje odbiorcę końcowego, gdzie można takie informacje znaleźć:

- 1) porównanie zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego w okresie którego rozliczenie dotyczy, ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej;
- 2) informacje kontaktowe organizacji konsumenckich, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub podobnych podmiotów, w tym adresy stron internetowych, na których można uzyskać informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej urządzeń pobierających energię;
- 3) porównanie zużycia energii przez odbiorcę ze zużyciem średnim lub referencyjnym odbiorcy końcowego z tej samej grupy taryfowej.

3. W przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą końcowym nie są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na

rzeczywistym zużyciu są udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy, albo, na jego żądanie co trzy miesiące. Odbiorcy końcowemu, który wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń, udostępnia się dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu co trzy miesiące.

4. Wymóg o którym mowa w ust. 1b może zostać spełniony za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi; rachunki lub informacje o rozliczeniach mogą być oparte na zużyciu szacunkowym lub na stawce ryczałtowej jedynie w przypadku gdy odbiorca końcowy nie przekaze odczytu licznika za dany okres rozliczeniowy.

5 W przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą końcowym są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu, właściwy operator systemu elektroenergetycznego dostarcza odbiorcy końcowemu dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu co najmniej raz w miesiącu. Informacje te mogą być udostępniane odbiorcy w formie elektronicznej.

6. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1, na fakturze wystawianej odbiorcy końcowemu wyraźnie wyróżnia, w dobrze widocznym miejscu kluczowe informacje dotyczące wartości należności łącznej do zapłaty, jej elementy składowe wraz ze stawkami opłat, a także ich klasyfikację zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952, tj. czy są to: "energia i dostawa", "sieć" (przesył i dystrybucja) czy składnik obejmujący podatki, opłaty, obciążenia i należności, informacje o ilościach produktów lub usług których rozliczenie dotyczy oraz termin płatności.

7. Szczegółowy zakres informacji zamieszczanych na fakturze oraz w informacjach dołączanych do faktury, w rozliczaniach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi określa umowa.

8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w § 5 ust. 4, będące sprzedawcą z urzędu, ustalające taryfę dla energii elektrycznej, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wystawiając fakturę odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w rozliczeniu dołączonym do faktury przedstawia strukturę procentową kosztów, z zaokrągleniem do pełnego procenta, na którą składa się:

- 1) szacowany udział ceny uprawnień do emisji w rozumieniu art. 3 pkt 22 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2021 r. poz. 332 i 1047 oraz z 2022 r. poz. 1) w cenie hurtowej energii elektrycznej

w roku dostawy będącym rokiem, na który została zatwierdzona obowiązująca taryfa, obliczony według wzoru, o którym mowa w ust. 4;

- 2) udział łącznych kosztów, o których mowa w § 20 ust. 2 pkt 1 i 3, w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 3) udział kosztów, o których mowa w § 20 ust. 3, w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 4) udział marży w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 5) udział podatku akcyzowego w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy;
- 6) udział pozostałych kosztów w cenie energii elektrycznej, o której mowa w § 20 ust. 1, powiększonej o marżę i podatek akcyzowy.

9. Do obliczenia struktury procentowej kosztów w zakresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 2-6, stosuje się poziom kosztów i marży wskazanych w tej wersji wniosku o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej, która stanowiła podstawę zatwierdzenia taryfy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

10. Szacowany udział ceny uprawnień do emisji w cenie hurtowej energii elektrycznej w roku dostawy, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się według wzoru:

$$P_{EUA,y} = \frac{\frac{\sum_{d=ds}^{dk} RC^{CO_2}_d \times VE_d}{\sum_{d=ds}^{dk} VE_d} \times \frac{E^{CO_2}_{y-3}}{PE_{y-3}}}{\frac{\sum_p \sum_{d=ds}^{dk} C_{p,d} \times VE_{p,d}}{\sum_{d=ds}^{dk} VE_d}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$PEUA,y$ - szacowany udział ceny uprawnień do emisji w cenie hurtowej energii elektrycznej w roku dostawy y [w %],

y - rok dostawy będący rokiem, na który została zatwierdzona obowiązująca taryfa,

d - dzień roboczy, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) dla energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312 oraz z 2021 r. poz. 1505), zwanej dalej "giełdą towarową", był większy od zera,

- ds - pierwszy dzień roboczy roku y-1, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) dla energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej był większy od zera,
- dk - ostatni dzień roboczy roku y-1, w którym obrót produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) dla energii elektrycznej dla roku dostawy y na giełdzie towarowej był większy od zera,
- RCC02d - rozliczeniową cenę uprawnień do emisji CO₂ w dniu d publikowaną przez operatora systemu przesyłowego [w zł/kg CO₂],
- VE_d - sumę wolumenu obrotu produktami terminowymi (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) dla energii elektrycznej dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej [w MWh],
- VE_{p,a} - wolumen obrotu produktem terminowym (typu BASE_Y, PEAK_Y, OFFPEAK_Y) dla energii elektrycznej p dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej [w MWh],
- C_{p,d} - kurs zamknięcia produktu terminowego dla energii elektrycznej p dla roku dostawy y w dniu d na giełdzie towarowej [w zł/MWh],
- EC02y-3 - sumę emisji elektrowni ciepłych konwencjonalnych (zawodowych, bez elektrociepłowni) w Rzeczypospolitej Polskiej publikowaną przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami [w t CO₂],
- PE_{y-3} - sumę produkcji energii elektrycznej elektrowni ciepłych konwencjonalnych (zawodowych, bez elektrociepłowni) w Rzeczypospolitej Polskiej publikowaną przez Agencję Rynku Energii S.A. [w MWh].

§ 36. 1. Rozliczenia za dostarczaną energię elektryczną są dokonywane na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży albo umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

2. Przepisu ust. 1 zdanie pierwsze nie stosuje się do rozliczeń z odbiorcami, o których mowa w § 6 ust. 3.

3. Ilość energii elektrycznej przyjmowana do rozliczeń z odbiorcami, o których mowa w § 6 ust. 3, jest określana w umowie na podstawie wielkości mocy przyłączonych odbiorników energii elektrycznej i czasu trwania poboru energii.

§ 37. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego lub innych nieprawidłowości, które spowodowały zawyżenie albo zaniżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone błędy lub nieprawidłowości.

3. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 38. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 37 ust. 1, jest wielkość błędu odczytu lub wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie wielkości błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawę do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta faktury, z zastrzeżeniem ust. 4.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego, z zastrzeżeniem ust. 4.

4. W wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

§ 39. 1. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, która skutkuje niewłaściwym rejestrowaniem zużycia energii trwającym dłużej niż trzy miesiące, do rozliczeń przyjmuje się średniodobowe zużycie energii w porównywalnym okresie rozliczeniowym, pomnożone przez liczbę dni, w których ten element układu był niesprawny, oraz stawki opłat z grupy taryfowej, do której był zakwalifikowany odbiorca, o ile umowa nie stanowi inaczej.

2. W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością odbiorcy, uniemożliwiającej określenie ilości pobranej mocy maksymalnej, trwającej dłużej niż trzy miesiące, w rozliczeniach za zużycie mocy maksymalnej przyjmuje się wartości mocy przyłączeniowej, o ile umowa nie stanowi inaczej.

3. W przypadku trwającej dłużej niż jeden okres rozliczeniowy niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego, będącego własnością odbiorcy, uniemożliwiającej określenie ilości pobranej energii w strefach, do rozliczenia stosuje się stawki opłat z grupy taryfowej, według której możliwe jest dokonywanie rozliczeń w oparciu o sprawne urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe.

4. W przypadku niesprawności, o której mowa w ust. 3, trwającej krócej niż jeden okres rozliczeniowy lub w przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością przedsiębiorstwa energetycznego, ilość energii pobranej w poszczególnych strefach czasowych doby ustala się na podstawie proporcji odniesionych do zużycia w tych strefach w porównywalnym okresie rozliczeniowym.

5. Przepisów ust. 1-4 nie stosuje się, jeżeli istnieje rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy. W takim przypadku do rozliczeń przyjmuje się wskazania rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego.

§ 40. 1. Za niedotrzymanie, określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od napięcia znamionowego oblicza się bonifikatę, oznaczoną symbolem "WUT", [w zł]:

1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left[\frac{\Delta U}{10\%} \right]^2 \times A_T \times C_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ΔU - wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w %],

A_T - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii],

C_T - cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

- 2) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$WUT = AT \times CT + brT \times tT$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

AT - ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii],

CT - cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w okresie, w którym nastąpiło odchylenie napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii],

brT - ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w zł za godzinę],

tT - łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylen napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w godzinach],

2. W okresie, w którym nie były dotrzymane parametry jakościowe energii elektrycznej, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii elektrycznej w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby godzin, w których parametry jakościowe energii elektrycznej nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 41. 1. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy końcowemu:

- 1) przyłączonemu do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV przysługuje bonifikata w wysokości dziesięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii;
- 2) przyłączonemu do sieci innych napięć niż te, o których mowa w pkt 1, przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii.

2. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub odrębnych przepisach.

§ 42. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa nie stanowią inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty w następującej wysokości:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy - w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski";
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanego z powodu awarii sieci - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikacji elektronicznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na

współpracę ruchową z siecią - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;

- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci - w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 12) za przedłużenie czternastodniowego terminu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub czternastodniowego terminu laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, za każdy dzień zwłoki - w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 13) za uniemożliwienie wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego układu pomiarowo-rozliczeniowego, na wniosek odbiorcy złożony w ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego - w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

§ 43. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach odbiorcom przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela odbiorcom bonifikat, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od:

- 1) ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w odrębnych przepisach;

- 2) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 3) ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 4) dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;
- 5) dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt 4, dla innych odbiorców niż odbiorca, który złożył wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co odbiorca, który złożył wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę przesyłania lub dystrybucji albo umowę kompleksową, zamieszcza na fakturze informację o dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne, z którym odbiorca zawarł umowę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowę kompleksową, uwzględnia udzieloną bonifikatę w rozliczeniach za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 44. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub usługi kompleksowe może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający tę energię opłatami w wysokości pięciokrotności stawek opłat określonych w taryfie dla jednostrefowej grupy taryfowej, do której ten podmiot byłby zakwalifikowany, zgodnie z kryteriami określonymi w § 6 ust. 1, oraz w wysokości pięciokrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ilości energii elektrycznej uwzględniające rzeczywistą możliwość pobierania energii przez dany podmiot wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

2. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na

zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami w przypadku:

- 1) udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując wielkości mocy umownej i zużycia tej energii, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po jego ustaniu; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej;
- 2) gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ilości energii elektrycznej uwzględniające rzeczywistą możliwość pobierania energii przez danego odbiorcę wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się dla całego nieobjętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

4. Ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, nie mogą być większe niż określone w taryfach ryczałtowo ilości zużycia energii.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej:

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb na zabezpieczeniu głównym w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu w miejsce zerwanych przez odbiorcę plomb lub przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;
- 4) założenie na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy plomby w miejsce plomby zerwanej lub naruszonej przez odbiorcę.

§ 45. 1. Przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:

- 1) współczynnikowi mocy $\text{tg}\varphi$ wyższemu od umownego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ lub
- 2) indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej, lub
- 3) pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

2. Rozliczeniami za pobór energii biernej są objęci odbiorcy zasilani z sieci średniego, wysokiego i najwyższego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

3. Opłacie podlega w okresie rozliczeniowym:

- 1) ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ -gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$,
- 2) ponadumowne wprowadzanie energii biernej określone jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi=0$

– zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru i wprowadzania tej energii, lub całodobowo w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

4. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ określa się w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej. Wartość współczynnika mocy przyjmuje się w wysokości $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$, chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ nie może być niższa od wartości 0,2. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, lub umowie kompleksowej, do rozliczeń przyjmuje się wartość $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$.

5. Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ określa się jako iloraz energii biernej pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana kontrola poboru energii biernej [w Mvarh lub kvarh] i energii czynnej pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których jest dokonywana ta kontrola [w MWh lub kWh], z zastrzeżeniem ust. 7.

6. Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ w okresie rozliczeniowym, o której mowa w ust. 1 pkt 1, całodobowo lub dla stref czasowych, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii, oblicza się według wzoru:

$$O_b = k \times C_{rk} \times \left(\sqrt{\frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0}} - 1 \right) \times A$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

O_b - opłatę za nadwyżkę energii biernej [w złotych],

k - ustaloną w taryfie krotność ceny C_{rk} ,

C_{rk} - cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w dniu zatwierdzenia taryfy [w zł/MWh lub zł/kWh],

$\operatorname{tg} \varphi$ - współczynnik mocy wynikający z pobranej energii biernej,

$\operatorname{tg} \varphi_0$ - umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4,

A - energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzona kontrola poboru energii biernej [w MWh lub kWh].

7. W uzasadnionych przypadkach, przy występowaniu szybkozmiennych obciążeń mocą bierną, rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika $\operatorname{tg} \varphi_0$ jest przeprowadzane na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym jest naliczana zgodnie z ust. 6, z uwzględnieniem współczynnika $\operatorname{tg} \varphi$ ustalonego według wzoru:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + \operatorname{tg} \varphi_0$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ΔE_b - nadwyżkę energii biernej wykazaną przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym [w Mvarh],

$\operatorname{tg} \varphi_0$ - umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4,

A - energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzona kontrola poboru energii biernej [w MWh lub kWh].

8. Odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, i ustalonej w taryfie krotności "k" ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

9. Opłaty za ponadumowny pobór energii biernej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach między:

- 1) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca

dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;

- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora.

10. W przypadku gdy konfiguracja sieci oraz miejsce zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozpływów mocy oraz energii biernej pobieranej lub oddawanej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, wielkość energii biernej podlegającą rozliczeniu ustala się na podstawie odpowiednich pomiarów właściwych dla miejsca dostarczania, przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę, w sposób przez nie uzgodniony, o ile umowa nie stanowi inaczej.

§ 46. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne monitoruje pobór mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę, zwanej dalej "mocą pobraną", i mocy czynnej oddawanej do sieci przez podmiot przyłączony oraz wyznacza wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną określoną w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowie kompleksowej.

2. Nadwyżki mocy czynnej wyznacza się dla każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub dla każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach godzinowych, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym, lub jako maksymalną wielkość tej nadwyżki mocy wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe uniemożliwiają rejestrację w cyklu piętnastominutowym i godzinowym.

3. Za przekroczenie mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w ust. 1, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- 1) sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną albo
- 2) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną, zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1.

4. Opłata, o której mowa w ust. 3, jest ustalana i pobierana za każdy miesiąc, w którym nastąpiło przekroczenie, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, gdy opłata jest ustalana i pobierana w okresie rozliczeniowym.

5. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy. Niezależnymi miejscami dostarczania energii elektrycznej nie są miejsca, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej mocy lub w których, zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową, moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora.

6. W przypadku gdy moc umowna jest wyznaczana z uwzględnieniem współczynników odzwierciedlających specyfikę układu zasilania, sposób wyznaczania mocy pobranej określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo umowa kompleksowa.

7. Opłaty za przekroczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach między:

- 1) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;
- 2) operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora.

8. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczania, a wskutek awarii w sieci przedsiębiorstwa lub wyłączenia lub załączania urządzeń elektroenergetycznych na potrzeby tego przedsiębiorstwa wzrasta suma mocy podlegającej opłacie, opłatę za przekroczenie mocy oblicza się jedynie od wartości przekraczającej łączną moc umowną, z wyjątkiem sytuacji, w której awaria w sieci lub wyłączenie urządzeń nastąpiły w wyniku przeciążeń lub zakłóceń spowodowanych pracą urządzeń odbiorcy.

§ 47. 1. W przypadku gdy jest zamawiana różna wielkość mocy umownej na poszczególne miesiące roku albo gdy moc umowna jest zmieniana w trakcie obowiązywania taryfy, szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń określa umowa.

2. Jeżeli odbiorca, za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci są przyłączone jego urządzenia, instalacje lub sieci, dokonuje zmniejszenia mocy umownej, w rozliczeniach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej składnik stały stawki sieciowej zwiększa się o 10% dla całego okresu objętego korektą.

3. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do sieciowych miejsc dostarczania energii elektrycznej oraz połączeń sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, dla których moc umowna jest wyznaczana zgodnie z § 16 ust. 7-10.

ROZDZIAŁ 5

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 48. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia lub zatwierdzone przed tym dniem obowiązują przez okres określony w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy.

§ 49. Do spraw wszczętych, a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, stosuje się przepisy niniejszego rozporządzenia.

§ 50. Przedsiębiorstwa energetyczne dostosowują zawarte umowy dystrybucji, sprzedaży lub umowy kompleksowe do przepisów niniejszego rozporządzenia w terminie sześciu miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 51. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.²⁾

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

²⁾ Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. poz. 2505), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz.).

UZASADNIENIE

Cel i potrzeba wydania nowego rozporządzenia

Konieczność wydania nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowego sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”) wynika z art. 1 pkt 62 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów – zwanego dalej „projektem ustawy UC74”). Projekt ustawy UC74 implementuje do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, z późn. zm.). Projekt ustawy zakłada zmianę upoważnienia ustawowego do wydania powyższego rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie projektowanego brzmienia przepisu upoważniającego zawartego w art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (zwanej dalej „ustawą”), zgodnie z którym minister właściwy do spraw energii określi, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.

Przedmiotowy projekt w znacznej mierze powiela treść aktualnie obowiązujących przepisów rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną z dnia 6 marca 2019 r. (Dz. U. z 2019 r., poz. 503 z późn. zm.). Stanowi on wykonanie projektowanej delegacji ustawowej rozszerzonej o zagadnienia związane z:

- 1) mechanizmem rekompensat międzyoperatorskich, o których mowa w art. 49 rozporządzenia 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, z późn. zm.);
- 2) kosztami działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, o których mowa w art. 45 ust. 1k i 1l ustawy;
- 3) zasadami uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy;
- 4) minimalnym zakresem informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalnymi wymogami dotyczącymi informacji o rozliczeniach.

Opis proponowanych zmian oraz wskazanie różnic pomiędzy dotychczasowym a projektowanym stanem prawnym

W przedmiotowym projekcie proponuje się zmianę wybranych przepisów dotychczasowego rozporządzenia taryfowego.

1. Zmiana w § 16

W § 16 dodany został nowy ust. 1a, zgodnie z którym w kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej za świadczenie usług dystrybucji uwzględniane będą koszty związane z działalnością w organizacji zrzeszającej operatorów systemów dystrybucyjnych z Unii, zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.

Zgodnie z art. 45 ust. 11 ustawy, w brzmieniu wynikającym z projektu UC74, w kosztach działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uwzględnia się koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem zamówień. Zgodnie z projektowanym brzmieniem art. 46 ust. 4 ustawy, rozporządzenie taryfowe ma określać sposób uwzględniania tych kosztów w taryfie.

Z uwagi na fakt, iż część tych kosztów będzie kosztami zmiennymi, a część kosztami stałymi, zasadne jest ich odpowiednie uwzględnienie w kalkulacji składnika zmiennego i stałego stawki sieciowej. Zgodnie z projektem rozporządzenia taryfowego, koszty stałe związane z nabywaniem ww. usług będą uwzględnione w kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej (ust. 1a), zaś koszty zmienne udzielania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych zamówień na usługi elastyczności i koszty samych usług będą uwzględniane w kalkulacji stawki sieciowej zmiennej (ust. 2 pkt. 2a).

Zgodnie z art. 46 ust. 2 pkt 4a ustawy w brzmieniu wynikającym z projektu UC74, rozporządzenie taryfowe ma określać sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy. Realizacja inwestycji sieciowych przez operatorów systemu ma wpływ w szczególności na koszty kapitałowe uwzględniane w kalkulacji taryf tj. amortyzację i zwrot z zaangażowanego kapitału. Realizacją projektowanej delegacji ustawowej jest dodany ust. 1b na podstawie którego, koszty stałe, o których mowa w § 16 ust. 1, dotyczące amortyzacji i zwrotu z zaangażowanego kapitału, ustalane będą się z uwzględnieniem stopnia realizacji zakresu inwestycji, określonych w harmonogramie rzeczowo-finansowym inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy.

2. Zmiana w § 18

W związku ze zmianą prawa Unii Europejskiej, polegającą na uchynieniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, w ww. przepisie należało dokonać dostosowania jego brzmienia do obowiązującego rozporządzenia 2019/943.

3. Zmiana w § 35

W ust. 1 rozszerzono zastosowanie przedmiotowej normy o przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej. Ponadto, doprecyzowano, że przepis ten odnosi się do

odbiorców końcowych, nie zaś do wszystkich odbiorców (nie jest konieczne określanie wymaganego zakresu informacji do zamieszczania na fakturze czy informacji dodatkowej, stosowanych w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, będącymi profesjonalistami na rynku energii, które w rozumieniu przepisów ustawy są również odbiorcami). Proponowana zmiana wynika z przepisów załącznika I do Dyrektywy 2019/944.

Zgodnie z art. 46 ust. 4 ustawy w brzmieniu wynikającym z projektu UC74, rozporządzenie taryfowe ma określać minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymogi dotyczące informacji o rozliczeniach. Powyższe zrealizowano poprzez rozszerzenie katalogu wymaganych informacji dołączanych do faktury (dodanie pkt. 4-11 w § 35 ust. 1 oraz dodanie ust. 1a).

W dodanym ust. 1a, wskazany został zakres informacji dodatkowych, umieszczanych na dokumencie rozliczeniowym dołączanym do faktury odbiorcy końcowego, z którym rozliczenia prowadzone są na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych, w tym odczytywanych w sposób zdalny.

Jest to dodatkowy zakres danych i informacji, którego publikacja może zachęcić odbiorcę m.in. do analizy swojego zużycia energii elektrycznej, porównania swojego zużycia do zużycia innych odbiorców tej samej grupy taryfowej, zmian zużycia, oraz do zapoznania się z publikowanymi informacjami nt. środków poprawy efektywności energetycznej. Powyższe może przyczynić się do racjonalizacji i zmniejszenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Ponadto dodatkowe informacje które będą przedmiotem zamieszczania na dokumentach dołączanych do faktury mają na celu ułatwienie odbiorcom kontakt z przedsiębiorstwem energetycznym, poinformowanie o przysługujących im prawach w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygnięcia sporów oraz ewentualną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej.

Zgodnie z dodawanym ust. 1 b, w przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą nie są prowadzone na podstawie danych rzeczywistych, pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu, dokładne informacje rozliczeniowe mają być udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy lub co trzy miesiące, na żądanie lub gdy odbiorca końcowy wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń.

Zgodnie z dodanym ust. 1c, powyższa zasada może być realizowana za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi. Rachunki lub informacje o rozliczeniach będą mogły być oparte na zużyciu szacunkowym lub na stawce ryczałtowej jedynie w przypadku, gdy odbiorca końcowy nie przekaże odczytu licznika za dany okres rozliczeniowy.

W dodanym ust. 1d doprecyzowane zostały zasady rozliczeń z odbiorcami końcowymi, których rozliczenia są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu. Zgodnie z proponowanym przepisem, w przypadku gdy rozliczenia z odbiorcą końcowym są realizowane na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu, właściwy operator systemu elektroenergetycznego będzie dostarczał odbiorcy końcowemu dokładne informacje o rozliczeniach prowadzonych na podstawie rzeczywistego zużycia, co najmniej raz w miesiącu. Informacje te będą mogły być udostępniane w formie elektronicznej.

Dodany został nowy ust. 1e, w którym wprowadzony został obowiązek widocznego wyróżnienia, na fakturze wystawianej odbiorcy końcowemu, kluczowych informacji o terminie

płatności, ilościach produktów lub usług których rozliczenie dotyczy oraz o wartości należności łącznej do zapłaty, jej elementach składowych wraz ze stawkami opłat, a także ich klasyfikację zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1952 tj. "energia i dostawa", "sieć" (przesył i dystrybucja) czy składnik obejmujący podatki, opłaty, obciążenia i należności.

Projektowana zmiana ma na celu przypisanie poszczególnych produktów, usług i opłat wyszczególnionych na fakturze do ww. trzech głównych kategorii. Odbiorcy końcowi otrzymają dokładniejszą informację o strukturze ponoszonych opłat oraz o tym w jakim zakresie wynikają one z produktów lub usług dostarczanych bezpośrednio przez przedsiębiorstwo energetyczne i wynikają z kosztów jego funkcjonowania, a w jakim zakresie z elementów dodatkowych wynikających z obowiązujących regulacji prawnych.

Dodany ust. 1f wprowadza zasadę, zgodnie z którą w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zakres informacji zamieszczanych na fakturze oraz w informacjach dołączanych do faktury określa umowa.

Wejście w życie nowego rozporządzenia

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Z racji wprowadzenia nowych obowiązków regulacyjnych, proponuje się sześciomiesięczny okres przejściowy, w celu umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym dostosowania się do nich.

Oświadczenie o zgodności z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

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. z 2002 r., poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wpływ na mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. Wpływa pozytywnie na działalność mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców, ponieważ zwiększenie przejrzystości rozliczeń z przedsiębiorstwami energetycznymi stworzy korzystniejsze warunki prowadzenia działalności gospodarczej, w których możliwe jest

dokładniejsze planowanie jej kosztów. Dodatkowo, poprzez rozszerzenie katalogu informacji, które mają być udostępniane odbiorcom końcowym wraz z rozliczeniem, projektowane regulacje mogą zachęcić odbiorców do analizowania oraz zmiany zużycia energii elektrycznej, prowadząc tym samym do ograniczenia kosztów działalności gospodarczej.

Informacje na temat konsultacji

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingsowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	Data sporządzenia 11.08.2022 r. Źródło Art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Nr w Wykazie prac MKiŚ

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Przygotowanie rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, zwanego dalej "rozporządzeniem taryfowym", jest konieczne w związku ze zmianami delegacji do jego wydania przez art. 1 pkt 62 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów).

Projekt nowego rozporządzenia taryfowego implementuje wybrane przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, z późn. zm.).

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W związku z rozszerzonym katalogiem zadań i obowiązków realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), dotyczących m.in. współpracy na forum europejskim w ramach organizacji zrzeszających OSD, ustanowionych zgodnie z art. 53 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, jak również wynikających z tego rozporządzenia uprawnieniami OSD do nabywania tzw. usług elastyczności, celowe i zasadne jest określenie zasad uwzględniania kosztów związanych z realizacją tych zadań w kalkulacji taryf OSD. Proponuje się, by koszty stałe przyjmowane do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej OSD obejmowały koszty związane z działalnością w organizacji zrzeszającej operatorów systemów dystrybucyjnych z Unii oraz koszty stałe operatorów systemów dystrybucyjnych związane z udzielaniem zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne uzasadnione koszty związane z udzielaniem zamówień. Ponadto proponuje się by w kosztach przyjmowanych do kalkulacji składnika zmiennego taryf OSD uwzględniane były koszty związane z nabywaniem przez OSD usług elastyczności oraz koszty samych usług.

Ponadto w związku z projektowanym art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym przez projekt ustawy UC74, rozporządzenie taryfowe powinno określać sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji priorytetowych o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Proponuje się by koszty stałe, dotyczące amortyzacji i zwrotu z zaangażowanego kapitału, ustalone były się z uwzględnieniem stopnia realizacji zakresu inwestycji, określonych w harmonogramie rzeczowo-finansowym inwestycji priorytetowych. Powyższe pozwoli na jednoznaczne określenie zasad uwzględniania wskazanych powyżej kategorii kosztów w kalkulacji taryf operatorów systemów elektroenergetycznych.

Ze względu na konieczność implementacji dyrektywy 2019/943, zasadne jest w rozporządzeniu taryfowym:

1. wprowadzenie regulacji, zgodnie z którą, w przypadku gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia dokonuje się co najmniej raz w roku,
2. dostosować/rozszerzyć minimalny zakres informacji umieszczanych na fakturach za energię elektryczną oraz minimalne wymogi dotyczące informacji o rozliczeniach dołączanych do faktur dla odbiorców końcowych, w tym dodatkowe dane i informacje dla odbiorców z którymi rozliczenia realizowane są na podstawie danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia,
3. wskazać tryb przekazywania odbiorcom dokładnych informacji o rozliczeniach, realizowanych na podstawie rzeczywistego zużycia, w przypadkach gdy rozliczenia nie są realizowane na podstawie odczytów liczników zdalnego odczytu.

Projektowany zakres informacji dodatkowych może zachęcić odbiorców końcowych do analizy swojego zużycia energii elektrycznej, zmian zużycia oraz do zapoznania się z publikowanymi informacjami na temat środków poprawy efektywności energetycznej. W konsekwencji, rozwiązanie to może przyczynić się do racjonalizacji i zmniejszenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Projektowane regulacje zawierają dedykowane zapisy dot. odbiorców końcowych, których rozliczenia są realizowane na podstawie odczytów liczników i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, w tym odczytów z liczników zdalnego odczytu.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proces implementacji dyrektywy 2019/944 w państwach członkowskich Unii Europejskiej wciąż trwa. Brak jest publicznie dostępnych informacji zbiorczych na temat wdrożenia tych przepisów.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy Systemów Elektroenergetycznych	Operator Systemu Przesyłowego Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)	Dane Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki	Zwiększenie pewności i przewidywalności regulacyjnej oraz uzupełnienie istniejącego modelu regulacji w zakresie uwzględniania w kalkulacji taryf wybranych kategorii kosztów. Zmiana/większy zakres informacji przekazywanych odbiorcom dot. rozliczeń.
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	Ok. 17,9 mln	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dane Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki	Określone zasady przekazywania danych i informacji dotyczących rozliczeń za energię elektryczną i usługi przesyłania dystrybucji, dla odbiorców dla których rozliczenia prowadzone są na podstawie danych prognozowanych i rzeczywistych pomiarów. Większy zakres informacji o rozliczeniach otrzymywany od operatorami systemu. Większa czytelność dokumentów rozliczeniowych otrzymywanych od przedsiębiorstw energetycznych.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa projekt zostanie zamieszczony na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny (www.rcl.gov.pl).

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania w trybie art. 16 ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o organizacjach pracodawców

(Dz. U. z 2015 r. poz. 2029, z późn. zm.) do następujących podmiotów:

1. Konfederacja „Lewiatan”,
2. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,
3. Związek Pracodawców Business Centre Club,
4. Związek Rzemiosła Polskiego,
5. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6. Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Projekt zostanie również przekazany do zaopiniowania w trybie art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o związkach zawodowych (Dz. U. z 2015 r. poz. 1881, z późn. zm.) do następujących reprezentatywnych organizacji związkowych:

1. Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność”,
2. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
3. Forum Związków Zawodowych,

oraz skierowany do zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego zgodnie z art. 2 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.). W ramach konsultacji publicznych projekt zostanie przekazany do konsultacji z terminem 10 dni następującym podmiotom:

1. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
2. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
3. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
4. Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE),
5. Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
6. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego,
7. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT)
8. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
9. Ogólnokrajowe Stowarzyszenie Poszanowanie Energii i Środowiska SAPE-POLSKA,
10. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.,
11. Krajowa Izba Gospodarcza,
12. Instytut Ekonomii Środowiska,
13. Fundacja - Instytut na rzecz Ekorozwoju,
14. Client Earth Prawnicy dla Ziemi,
15. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE),
16. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE),
17. Polska Izba Magazynów Energii (PIME),
18. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców oraz zadań związków zawodowych, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców i związki zawodowe

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt 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 wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w § 39 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

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	Rozporządzenie nie rodzi żadnych nowych skutków dla sektora finansów publicznych zarówno po stronie dochodowej, jak i wydatkowej.											
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 2022 r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Zwiększenie przejrzystości rozliczeń i zakresu otrzymywanych informacji o rozliczeniach pozwoli na bardziej świadome zużycie energii, jego racjonalizację i ew. zmniejszenie. Dodatkowe informacje mogą zachęcić do zmiany sprzedawcy.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Zwiększenie przejrzystości rozliczeń i zakresu otrzymywanych informacji o rozliczeniach pozwoli na bardziej świadome zużycie energii, jego racjonalizację i ew. zmniejszenie. Dodatkowe informacje mogą zachęcić do zmiany sprzedawcy.										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Zwiększenie przejrzystości rozliczeń i zakresu otrzymywanych informacji o rozliczeniach pozwoli na bardziej świadome zużycie energii, jego racjonalizację i ew. zmniejszenie. Dodatkowe informacje mogą zachęcić do zmiany sprzedawcy.										
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń												
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu												
☐ nie dotyczy												
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).					☐ tak ☒ nie ☐ nie dotyczy							

☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
Komentarz:	
9. Wpływ na rynek pracy	
Nie dotyczy	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:
☐ informatyzacja ☐ zdrowie	
Omówienie wpływu	Nie dotyczy
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Z racji wprowadzenia nowych obowiązków regulacyjnych, proponuje się sześciomiesięczny okres przejściowy, w celu umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym dostosowania się do nich.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Nie dotyczy	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Nie dotyczy	