Prezes
Rady Ministrów

Mateusz Morawiecki

Warszawa, dnia /elektroniczny znacznik czasu/

RM-0610-45-23
UC99

Pani Elżbieta WITEK
Marszałek Sejmu

Szanowna Pani Marszałek,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.
Projekt ustawy zawiera przepisy dotyczące możliwości udzielenia pomocy publicznej, która w razie zamiaru jej przyznania będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej. Minister Klimatu i Środowiska został zobowiązany do podjęcia działań mających na celu notyfikację projektu ustawy Komisji Europejskiej wynikającą z zamiaru przyznania pomocy publicznej.
Do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem
Mateusz Morawiecki
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:
wnioskodawca

tel. +48 (22) 694 75 00
dkpl@kprm.gov.pl
gov.pl/premier

Al. Ujazdowskie 1/3; 00-583
Warszawa

Projekt

# U S T A W A

z dnia

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

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

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

2) w art. 1:

a) w ust. 1:

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

„ba) biogazu,

bb) biometanu”,

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

„d) biogazu,

e) biometanu”,

– pkt 3 otrzymuje brzmienie:

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

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

---

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

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

3) w art. 2:

a) pkt 2 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

c) produktów spożywczych przeterminowanych lub nieprzydatnych do spożycia,

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

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

f) odchodów zwierzęcych pozyskanych z działalności innej niż rolnicza

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f) pkt 11a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

g) pkt 13 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

h) pkt 15a otrzymuje brzmienie:

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

a) jednostka samorządu terytorialnego lub

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

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

i) pkt 19a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

j) w pkt 19b:

– lit. b otrzymuje brzmienie:

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

– dodaje się lit. c w brzmieniu:

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

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

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

l) pkt 22 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

p) pkt 33a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

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

4) art. 2a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7) w art. 7:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Działalność gospodarcza w zakresie:

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

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

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

b) dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

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

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

8) art. 8 otrzymuje brzmienie:

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

2. Prezes URE dokonuje wpisu do:

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

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

9) w art. 9:

a) w ust. 1:

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

– pkt 6–8 otrzymują brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

– oraz konieczność ujednolicenia formy przekazywania tych danych.”;

10) w art. 10:

a) w ust. 1:

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

– pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie:

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

6) opis:

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

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

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

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

– dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

e) uchyla się ust. 5,

f) dodaje się ust. 6 w brzmieniu:

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

11) w art. 11:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Do rejestru:

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

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

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

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

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

d) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

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

12) w art. 11a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

1) zmianie danych zawartych w danym rejestrze,

2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej objętej wpisem

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

„1. Na podstawie:

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

– Prezes URE sporządza zbiorczy raport roczny.

2. Zbiorczy raport roczny zawiera:

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

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

c) biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu,

d) biometanu wytworzonego z biogazu,

e) biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,

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

– i wprowadzonego do sieci gazowej,

– odbiorcom końcowym,

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

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

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

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

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

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

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

„3) biometanu z biogazu rolniczego”;

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

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

24) w art. 25:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d) pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie:

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

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

pomocą systemu teleinformatycznego administrowanego przez Dyrektora Generalnego KOWR.”;

25) w art. 26:

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

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

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

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

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

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

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

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

30) w art. 38a uchyla się ust. 3–5;

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

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

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

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

2) zakres przedmiotowy współpracy w ramach klastra energii;

3) koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki;

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

3. Członków klastra energii reprezentuje koordynator klastra energii.

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

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

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

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

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

3. Rejestr klastrów energii jest jawny.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) na wniosek koordynatora klastra energii;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,

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

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

32) w art. 38c:

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

b) ust. 1a i 2 otrzymują brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

d) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

33) uchyla się art. 38d;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

35) w art. 38e:

a) w ust. 1:

– uchyla się pkt 2,

– w pkt 3:

– – lit. a otrzymuje brzmienie:

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

– – lit. c otrzymuje brzmienie:

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

– – dodaje się lit. d w brzmieniu:

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

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

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

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

„1. Działalność spółdzielni energetycznej w zakresie zaopatrzenia w:

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

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

37) w art. 38g:

a) w ust. 2 w pkt 3:

– lit. b otrzymuje brzmienie:

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

– lit. d otrzymuje brzmienie:

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

– lit. e otrzymuje brzmienie:

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

– dodaje się lit. f i g w brzmieniu:

„f) lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii,

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

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

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

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

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

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

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

39) art. 38l otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

40) w art. 38m:

a) wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

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

b) pkt 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

43) w art. 39:

a) w ust. 2:

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

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

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

– dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

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

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

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

44) w art. 39a:

a) w ust. 2:

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

– pkt 3 otrzymuje brzmienie:

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

– dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

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

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

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

c) w ust. 7:

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

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

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

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

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

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

47) w art. 44 uchyla się ust. 7 i 12;

48) w art. 45:

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

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

b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

51) uchyla się art. 47a–50;

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

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

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

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

53) w art. 52:

a) w ust. 1 w pkt 1:

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

– lit. a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

c) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Informacja zawiera:

1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego;

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

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

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

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

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

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

55) w art. 58:

a) uchyla się ust. 1,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

61) w art. 64:

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

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

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

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

63) w art. 69a:

a) uchyla się pkt 2,

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

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

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

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

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

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

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

65) w art. 70a:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

66) w art. 70b:

a) w ust. 3 w pkt 6:

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

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

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

b) w ust. 4:

– w pkt 1:

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

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

– – lit. c otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

e) uchyla się ust. 11,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g) w ust. 16:

– uchyla się pkt 1,

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

„1a) na dzień składania deklaracji:

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

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

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

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

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) lit. a, trwa maksymalnie przez kolejnych:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

70) w art. 71:

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

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

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

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

71) w art. 73:

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

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

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

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

1) pkt 1;

2) pkt 2 i 3.”,

c) uchyla się ust. 3b,

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

e) uchyla się ust. 7;

72) w art. 74:

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

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

b) ust. 2 i 2a otrzymują brzmienie:

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

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

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

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

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

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

a) wyłącznie biogaz rolniczy albo

b) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo

c) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

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

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

Mze – moc zainstalowaną elektryczną zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii.

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

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

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

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

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

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

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 i 5 otrzymują brzmienie:

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

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

g) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

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

1) wyłącznie biogaz rolniczy albo

2) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo

3) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo

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

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

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

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

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

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

73) w art. 75:

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

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

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

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

c) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

74) w art. 76:

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

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

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

75) w art. 77:

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

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

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

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

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

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

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

c) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

d) w ust. 4:

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

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

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

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

g) uchyla się ust. 6 i 7;

76) w art. 79:

a) w ust. 3:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) ust. 11 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

78) w art. 81:

a) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

b) ust. 4a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

80) w art. 83:

a) w ust. 1:

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

b) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

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

c) ust. 3a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

e) dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

– instalacji termicznego przekształcania odpadów,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) pkt 12 i 13;

2) pkt 14–23;

3) pkt 25.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

– instalacji termicznego przekształcania odpadów,

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

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

energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

„Rozdział 4a

Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3) cele gospodarcze i społeczne.

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

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

„Rozdział 4b

Kontrole, bilansowanie handlowe i opłata OZE”;

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

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

86) w art. 86 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

87) art. 87 otrzymuje brzmienie:

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

88) w art. 88:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

90) w art. 92:

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

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

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

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

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

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

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

d) w ust. 6 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

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

e) ust. 10 otrzymuje brzmienie:

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

f) w ust. 11 w:

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

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

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

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

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

h) ust. 11a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

91) w art. 93:

a) w ust. 1:

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

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

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

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

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

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

b) ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

f) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

g) ust. 12 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

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

92) w art. 93a:

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

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

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

d) w ust. 4:

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

– objaśnienie symbolu Csbk otrzymuje brzmienie:

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

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

93) w art. 94:

a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

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

a) sprzedawców zobowiązanych,

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

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

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

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

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

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

c) w ust. 2:

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

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

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

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

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

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

95) w art. 100:

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

b) ust. 2a otrzymuje brzmienie:

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

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

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

96) w art. 116:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

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

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

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

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

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

kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

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

e) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

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

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

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

3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa URE kontroli warunków technicznych określonych w pkt 1,

4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1,

5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;

97) art. 118 otrzymuje brzmienie:

„Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, świadczą usługę przesyłania lub dystrybucji biometanu spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci danego operatora.”;

98) tytuł rozdziału 5 otrzymuje brzmienie:

„Rozdział 5

Gwarancje pochodzenia”;

99) w art. 120:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii:

1) energii elektrycznej,

2) biometanu,

3) ciepła albo chłodu,

4) wodoru odnawialnego,

5) biogazu,

6) biogazu rolniczego

– wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której jest przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający odpowiednio energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie z ust. 5.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Gwarancje pochodzenia są zbywalne. Zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.”,

c) dodaje się ust. 4–10 w brzmieniu:

„4. Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.

5. W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku:

1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan;

2) wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe;

3) biometanu – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe, a w przypadku braku konieczności transportowania biometanu – miejsce wprowadzenia do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem.

6. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej z

odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach:

1) generatora;
2) ogniwa fotowoltaicznego;
3) ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną.

7. W przypadku gdy wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz lub biogaz rolniczy, dla których została wydana gwarancja pochodzenia, zostały poddane konwersji energetycznej, stanowiącej proces technologiczny skutkujący powstaniem pochodnych rodzajów lub nośników energii w postaci energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, zwanych dalej „rodzajami lub nośnikami pochodnymi”, wydanie gwarancji pochodzenia dla danego pochodnego rodzaju lub nośnika energii jest poprzedzone umorzeniem dotychczasowej gwarancji pochodzenia dla tego rodzaju lub nośnika energii, zwanego dalej „rodzajem lub nośnikiem pierwotnym energii”.

8. W przypadku gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 7, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy i gdy została wydana gwarancja pochodzenia dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii, gwarancja ta nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.

9. Gwarancja pochodzenia wydana dla biometanu wprowadzonego do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.

10. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła albo chłodu dopuszcza się określenie ilości ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła albo chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła albo chłodu.”;

100) w art. 121:

a) ust. 1–3 otrzymują brzmienie:

„1. Gwarancje pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem mikroinstalacji, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”.

2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:

1) energii elektrycznej:
   a) wytworzonej i wprowadzonej do sieci – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii,
   b) w pozostałych przypadkach, w tym w przypadku połączenia instalacji odnawialnego źródła energii z linią bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona w tej instalacji jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – składa się do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji w zakresie potwierdzania danych oraz informacji zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, zwanej dalej „jednostką akredytowaną”,
2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, na których obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii i do których sieci został wprowadzony biometan, a w przypadku wytworzenia i transportu biometanu środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystania biometanu do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – do jednostki akredytowanej,
3) biogazu lub biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – składa się do jednostki akredytowanej,
4) ciepła albo chłodu – składa się do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii,

a w przypadku gdy wniosek dotyczy ciepła albo chłodu wytworzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu – do jednostki akredytowanej,

5) wodoru odnawialnego – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej

– w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania objętej tym wnioskiem ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego.

3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:

1) oznaczenie wytwórcy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego;
2) określenie lokalizacji, rodzaju oraz:
   a) łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, w której została wytworzona energia elektryczna albo ciepło albo chłód, lub
   b) rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której został wytworzony biometan, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy

   – a także wskazywanie wykorzystywanego w tych instalacjach rodzaju lub nośnika pierwotnego energii;
3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a w przypadku energii wytworzonej w procesie konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, również potwierdzenie przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie;
4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 6 miesięcy;

5) wskazanie, czy instalacja odnawialnego źródła energii określona w tym wniosku korzystała z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii w instalacjach odnawialnego źródła energii;
6) wskazanie daty wytworzenia po raz pierwszy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z odnawialnych źródeł energii;
7) wskazanie rodzaju lub nośnika energii objętego tym wnioskiem oraz odnawialnego źródła energii, z których ta energia została wytworzona;
8) unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany.”,

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

„3a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód, przez łączną moc zainstalowaną, o której mowa w ust. 3 pkt 2 lit. a, rozumie się łączną moc znamionową wszystkich urządzeń wytwórczych zainstalowanych w danej instalacji odnawialnego źródła energii, podawaną przez producenta na tabliczce znamionowej każdego urządzenia wytwórczego, a w przypadku braku tabliczki znamionowej – maksymalną trwałą moc osiągalną cieplną albo chłodniczą danej instalacji odnawialnego źródła energii wynikającą z dokumentacji techniczno-ruchowej każdego urządzenia wytwórczego zainstalowanego w tej instalacji.”,

c) w ust. 4 skreśla się wyrazy „oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia”,

d) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1–4, 6 i 7, zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:

1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – jednostka akredytowana,
2) biometanu – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami

transportu innymi niż sieci gazowe lub w przypadku wykorzystania do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – jednostka akredytowana,

3) wodoru odnawialnego – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – jednostka akredytowana,

4) biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – dokonuje jednostka akredytowana,

5) ciepła albo chłodu – dokonuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, a w przypadku gdy ciepło albo chłód zostały wytworzone przez to przedsiębiorstwo – jednostka akredytowana

– i w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w inne miejsce.”,

e) dodaje się ust. 7–11 w brzmieniu:

„7. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biometanu, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się w przypadku biometanu:

1) wprowadzanego do sieci gazowej – ilość potwierdzoną przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci został wprowadzony biometan;

2) wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystywanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego biometanu, miejsce dokonywania pomiarów ilości oraz sposób przeliczania ilości wytworzonego biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.

8. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu wytworzonych i wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo chłodniczej, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego ciepła albo chłodu w instalacjach odnawialnego

źródła energii, w tym sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 61.

9. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biogazu lub biogazu rolniczego wytworzonych w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu lub biogazu rolniczego, miejsca dokonywania pomiarów ilości biogazu lub biogazu rolniczego oraz sposób przeliczania tych ilości na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.

10. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości wodoru odnawialnego wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i transportowanego środkami transportu innego niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego, miejsca dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego oraz sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh, weryfikowane przez jednostkę akredytowaną, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62a.

11. Polskie Centrum Akredytacji:

1) we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu opracowuje i publikuje szczegółowy program akredytacji jednostek akredytowanych oraz aktualizuje ten program w miarę potrzeb, uwzględniając w szczególności wnioski z jego bieżącej realizacji;
2) przekazuje Prezesowi URE informację o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono albo cofnięto akredytację w terminie 14 dni odpowiednio od dnia jej udzielenia, ograniczenia, zawieszenia albo cofnięcia.”;

101) art. 122:

a) ust. 1–3 otrzymują brzmienie:

„1. W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3, lub zawiera błędy, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie

braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania.

2. Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia przekazania kompletnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego właściwego dla energii elektrycznej, biometanu, biogazu, biogazu rolniczego, wodoru odnawialnego lub przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, lub przez jednostkę akredytowaną.

3. Gwarancja pochodzenia jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania w instalacji odnawialnego źródła energii objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.”,

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

„3a. Gwarancja pochodzenia zostaje umorzona zgodnie z art. 124a ust. 2 w okresie 18 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia.”,

c) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. W przypadku gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1, zostaje oznaczona jako wygaszona.”,

d) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Gwarancję pochodzenia wydaje się za wytworzoną energię z dokładnością do 1 MWh. W przypadku gdy rodzajem lub nośnikiem energii objętym gwarancją pochodzenia jest biometan, ciepło albo chłód, biogaz albo biogaz rolniczy lub wodór odnawialny, podlegają one przeliczeniu na energię zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie odpowiednio art. 61, art. 62 albo art. 62a.”,

e) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Gwarancja pochodzenia po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości:

1) energii elektrycznej równej ilości MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
2) biometanu równej ilości MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
3) wodoru odnawialnego równej ilości MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
4) biogazu albo biogazu rolniczego równej ilości MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
5) ciepła albo chłodu równej ilości MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia.”,

f) ust. 11 i 12 otrzymują brzmienie:

„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:

1) 1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy

– Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan albo

2) 1 MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej, albo

3) 1 MWh biometanu transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo

4) 1 MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo

5) 1 MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61, albo

6) 1 MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej, albo

7) 1 MWh wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62a.

12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii 1 MWh:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu albo

2) wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej biometanu albo wodoru odnawialnego z ilości biometanu albo wodoru

odnawialnego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

3) transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z ilości wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

4) transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu biometanu z ilości biometanu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

5) wprowadzonego do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej ciepła albo chłodu z ilości ciepła albo chłodu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu.”;

102) w art. 123 dodaje się ust. 5–8 w brzmieniu:

„5. Uznanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, jest warunkiem wprowadzenia do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1.

6. Prezes URE może przystąpić do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.

7. Koszty składki związane z członkostwem Prezesa URE w stowarzyszeniu, o którym mowa w ust. 6, pokrywa podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, ze składek podmiotów wpisanych do rejestrów prowadzonych przez ten podmiot.

8. Prezes URE oraz podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, zawierają porozumienie określające szczegółowe zasady współpracy, w szczególności dotyczące kwestii ponoszenia składki członkowskiej, o której mowa w ust. 7, oraz inne prawa i obowiązki stron tego porozumienia.”;

103) w art. 124:

a) w ust. 1 w pkt 2 po wyrazie „finansowymi” skreśla się wyrazy „– organizujący obrót gwarancjami pochodzenia”,

b) w ust. 2:

– w pkt 3 skreśla się wyraz „elektrycznej” i kropkę zastępuje się średnikiem,

– dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) rodzajów lub nośników energii, o których mowa w art. 120 ust. 1 pkt 1–6, dla których została wydana gwarancja pochodzenia.”,

c) dodaje się ust. 10–13 w brzmieniu:

„10. Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z wnioskiem o uznanie tej gwarancji pochodzenia przekazuje do Prezesa URE informacje dotyczące gwarancji objętej tym wnioskiem, odpowiadające danym zawartym we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o których mowa w art. 121 ust. 3.

11. Posiadacz gwarancji pochodzenia, składając do podmiotu, o którym mowa w ust. 1, dyspozycję jej przeniesienia, podaje dane identyfikujące podmiot, na rzecz którego jest dokonywane przeniesienie.

12. Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej.

13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”;

104) w art. 124a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej, biometanu, ciepła, chłodu, biogazu, biogazu rolniczego albo wodoru odnawialnego, dla których wydano gwarancję pochodzenia, jest możliwe jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia wydanego na podstawie ust. 4.”,

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. We wniosku, o którym mowa w ust. 4, można określić przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia. W przypadku gdy umorzenie jest dokonywane na potrzeby procesu konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, jako przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia, obligatoryjnie wskazuje się konwersję rodzaju lub nośnika pierwotnego energii.”,

c) dodaje się ust. 6–8 w brzmieniu:

„6. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera następujące informacje dotyczące podmiotu, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia:

1) nazwę;

2) formę prawną;

3) adres siedziby wraz z oznaczeniem kraju;

4) informację, czy:

a) podmiot, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie, jest przedsiębiorstwem energetycznym czy odbiorcą końcowym,

b) umorzenie jest dokonywane w celu przeprowadzenia konwersji energetycznej, o której mowa w art. 120 ust. 7.

7. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, publikuje roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans. Bilans jest sporządzany zgodnie z normą CEN–EN 16325.

8. Umorzone gwarancje pochodzenia dotyczące rodzajów lub nośników pierwotnych energii mających podlegać procesowi konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, nie są uwzględniane w bilansie, o którym mowa w ust. 7.”;

105) w art. 125 w ust. 1 w pkt 1 skreśla się wyrazy „operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego”;

106) w rozdziale 5 po art. 125 dodaje się art. 125a i art. 125b w brzmieniu:

„Art. 125a. 1. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie energii resztkowej rozumianym jako energia elektryczna wytworzona i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne w danym roku rozliczeniowym trwającym od dnia 1 kwietnia do dnia 31 marca roku następnego, z uwzględnieniem przepływów rzeczywistych z poszczególnych krajów, pomniejszona o energię, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Informacja, o której mowa w zdaniu pierwszym, jest sporządzana zgodnie z normą CEN–EN 16325.

2. Operator systemu przesyłowego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, przekazują podmiotowi, o którym mowa w art. 124 ust. 1, w związku z realizacją przez ten podmiot obowiązku, o którym mowa w ust. 1, informację o ilości energii elektrycznej, wyrażonej w MWh:

1) wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne,

2) importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów,
3) eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów

– w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy ten obowiązek.

3. Miks energii resztkowej oblicza się według wzoru:

$$Mer = (Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp) – Een,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Mer – miks energii resztkowej, wyrażony w MWh,

Pen – ilość energii elektrycznej, wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, w danym roku, wyrażoną w MWh,

Ien – ilość energii elektrycznej importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, wyrażoną w MWh,

Igp – ilość energii elektrycznej dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane zgodnie z art. 123 ust. 1, wyrażoną w MWh,

Egp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia wydane na podstawie art. 122 ust. 2 zostały uznane w innych krajach, wyrażoną w MWh,

Ugp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia zostały umorzone na podstawie art. 124a, wyrażoną w MWh,

Een – ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh, z uwzględnieniem udziału odnawialnych źródeł energii, obliczoną według wzoru:

$$Een = Eek \times \frac{(Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp)}{(Pen + Ien + Igp)},$$

gdzie symbol Eek oznacza ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh.

Art. 125b. Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE, o

których mowa w niniejszym rozdziale, w tym jego dostosowania do wymagań określonych w normie CEN–EN 16325 i standardów stowarzyszenia Association of Issuing Bodies, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”;

107) tytuł rozdziału 6 otrzymuje brzmienie:

„Rozdział 6

Informacja statystyczna w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”;

108) uchyla się art. 126 i art. 127;

109) po art. 127 dodaje się art. 127a i art. 127b w brzmieniu:

„Art. 127a. Krajowy cel w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, zwany dalej „krajowym celem OZE”, określa zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacja, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.

Art. 127b. Działania promujące i ułatwiające rozwój:

1) obywatelskich społeczności energetycznych prowadzących działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 11zi ustawy – Prawo energetyczne,
2) prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej

– wykazuje się w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.”;

110) w art. 128:

a) ust. 4a otrzymuje brzmienie:

„4a. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej obejmują:

1) opracowywanie we współpracy z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi analiz w zakresie określenia szacunkowego wpływu wytwarzania biokomponentów i biopłynów na zasoby wodne oraz na jakość wody i gleby;
2) współpracę z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowanie funkcjonowania tych rozwiązań.”,

b) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) monitorowanie ilości i rodzajów surowców wykorzystanych do wytwarzania biogazu rolniczego, energii elektrycznej z biogazu rolniczego, biometanu z biogazu rolniczego, biopłynów, a także biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych;”,

c) w ust. 6:

– uchyla się pkt 1,

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

„3) publikowanie informacji o rozstrzygniętych aukcjach, o których mowa w art. 73 ust. 1, z uwzględnieniem, w szczególności, informacji o instalacjach, które wygrały aukcje i dla których Prezes URE zweryfikował poprawność informacji, o której mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2, oraz wskaźników realizacji projektów, które uzyskały wsparcie w ramach tych aukcji.”;

111) w art. 129 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy uwzględnia się do udziału, o którym mowa w ust. 1, jedynie gdy spełnia ona co najmniej jeden z następujących wymogów:

1) jest ona wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW;

2) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami, o których mowa w art. 207 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687);

3) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36%;

4) jest ona wytwarzana w instalacji odnawialnego źródła energii z zastosowaniem wychwytywania i składowania $CO_2$ z biomasy.”;

112) w art. 130 w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1,” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

113) w art. 131 w ust. 3:

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

„1a) rocznej wydajności biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii wpisanych do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 2;

1b) mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła;”,

b) w pkt 2 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”,

c) w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego”,

d) pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) liczby wydanych gwarancji pochodzenia z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii, w których wytworzono energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy.”;

114) art. 135 otrzymuje brzmienie:

„Art. 135. Dla celów statystycznych przez energię ze źródeł odnawialnych rozumie się energię wytworzoną ze źródeł, o których mowa w art. 2 pkt 22.”;

115) w art. 136:

a) w ust. 4 pkt 2 i część wspólna otrzymują brzmienie:

„2) dyplom ukończenia studiów na kierunku związanym z kształceniem w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych

– w okresie 5 lat od dnia otrzymania tych dyplomów może być wydany certyfikat, jeżeli spełnia on warunki określone w ust. 3 pkt 1 lit. a oraz w pkt 2.”,

b) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. W przypadku gdy instalator ubiega się o wydanie certyfikatu po 5 latach od dnia otrzymania dyplomów, o których mowa w ust. 4, certyfikat może być mu wydany, jeżeli ukończy szkolenie przypominające w terminie 12 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o wydanie certyfikatu.”;

116) w art. 144 dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

„3. Instalator, który wnioskuje o zmianę danych certyfikatu, składa wniosek do Prezesa UDT, do którego załącza aktualny certyfikat, którego dane mają być zmienione.

4. Prezes UDT opracowuje i zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Dozoru Technicznego wzór wniosku o zmianę danych certyfikatu.”;

117) w art. 155 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Nadanie odwołania w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2022 r. poz. 896, 1933 i 2042), w placówce podmiotu zajmującego się doręczaniem korespondencji na terenie Unii Europejskiej, złożenie go w polskim urzędzie konsularnym albo wysłanie na adres do doręczeń elektronicznych, o którym mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 285), jest równoznaczne z wniesieniem go do Komitetu.”;

118) w art. 156 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. W przypadku gdy w wyniku ponownego rozpoznania sprawy Prezes UDT podtrzyma:

1) odmowę wydania certyfikatu,
2) cofnięcie certyfikatu,
3) odmowę przedłużenia ważności certyfikatu,
4) odmowę udzielenia akredytacji,
5) cofnięcie akredytacji

– osobie lub podmiotowi przysługuje skarga do sądu administracyjnego, którą wnosi się za pośrednictwem Prezesa UDT, w terminie 30 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o oddaleniu odwołania. W postępowaniu przed sądem stosuje się odpowiednio przepisy o zaskarżaniu do sądu decyzji.”;

119) w art. 157 w ust. 1 po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) zmianę danych certyfikatu, wynoszącą 50 złotych za każdy wydany certyfikat ze zmienionymi danymi;”;

120) po rozdziale 7 dodaje się rozdział 7a w brzmieniu:

„Rozdział 7a

Krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii

Art. 160a. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, przy użyciu systemu teleinformatycznego, prowadzi krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, zwany dalej „krajowym punktem kontaktowym”.

2. Krajowy punkt kontaktowy udziela wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji

odnawialnego źródła energii do sieci oraz wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii.

3. Wsparcia, o którym mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udziela przez:

1) udostępnianie informacji o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, w szczególności o postępowaniach w sprawie wydania:
   a) decyzji o:
      – środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029, z późn. zm.[4)]),
      – warunkach zabudowy, o której mowa w art. 60 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503, 1846, 2185 i 2747 oraz z 2023 r. poz. 553),
      – pozwoleniu na budowę i pozwoleniu na użytkowanie, o których mowa odpowiednio w art. 28 i art. 59 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane,
   b) koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, o której mowa w art. 32 ustawy – Prawo energetyczne,
   c) warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne;
2) udzielanie ogólnych odpowiedzi na pytania dotyczące procedur administracyjnych, o których mowa w ust. 2, przesyłanych za pośrednictwem formularza dostępnego na stronie internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu.

4. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, dotyczą w szczególności:

1) warunków, które należy spełnić w celu uzyskania pozytywnego rozstrzygnięcia;
2) wymaganych dokumentów oraz informacji, które należy złożyć w ramach określonych procedur;
3) terminów załatwiania spraw w ramach określonych procedur;
4) organów właściwych w sprawie i dokonywanych przez nie czynności;
5) środków odwoławczych.

---

4) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1260, 1261, 1783, 1846, 2185 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 553 i 595.

5. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udostępnia za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu.

6. Minister właściwy do spraw klimatu jest administratorem danych użytkowników systemu teleinformatycznego, o którym mowa w ust. 1.

7. W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu brak jest informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, krajowy punkt kontaktowy zwraca się z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów i określa termin przekazania tej odpowiedzi do krajowego punktu kontaktowego.

8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 30 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, termin ten może być przedłużony do 50 dni.

9. W przypadku gdy pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2:

1) dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie lub
2) nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub
3) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub
4) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia, o którym mowa w ust. 2

– krajowy punkt kontaktowy może odmówić udzielenia na nie odpowiedzi, informując wnioskodawcę o przyczynie tej odmowy.

10. Do udzielania odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, przepisów ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego nie stosuje się.

Art. 160b. Za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu krajowy punkt kontaktowy udostępnia podręcznik procedur w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zawierający w szczególności informacje dotyczące podjęcia działalności jako prosument energii odnawialnej lub wytwórca energii elektrycznej niebędący prosumentem energii odnawialnej w mikroinstalacji lub małej instalacji odnawialnego źródła energii.

Art. 160c. Minister właściwy do spraw klimatu może, przy zapewnieniu niezbędnego finansowania oraz właściwych warunków organizacyjnych, kadrowych i technicznych, powierzyć realizację niektórych zadań krajowego punktu kontaktowego innym podmiotom.

Art. 160d. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sporządza sprawozdanie z działania krajowego punktu kontaktowego za poprzedni rok kalendarzowy zawierające co najmniej:

1) liczbę pytań:
   a) otrzymanych, o których mowa w art. 160a ust. 3 pkt 2,
   b) przekazanych właściwym organom i podmiotom;
2) najczęściej pojawiające się pytania, z podziałem na procedury administracyjne;
3) rekomendacje w zakresie znoszenia barier administracyjnych i usprawnienia postępowań opracowane na podstawie analizy danych, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. W przypadku gdy zgodnie z art. 160c wykonywanie niektórych zadań powierzono innym podmiotom, podmioty te przekazują ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacje, o których mowa w ust. 1, za poprzedni rok kalendarzowy w terminie do dnia 30 kwietnia.

3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, udostępnia się w Biuletynie Informacji Publicznej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu oraz za pośrednictwem strony internetowej tego urzędu.”;

121) w art. 161 w ust. 5 i w art. 164 w ust. 2 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

122) w art. 162 wyrazy „celu określonego w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

123) w art. 163:
   a) w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”,
   b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

      „2. Warunkiem osiągnięcia krajowego celu OZE jest realizacja zobowiązania stron umowy, o której mowa w art. 161 ust. 2, do przekazywania Komisji Europejskiej informacji o transferze statystycznym.”,
   c) w ust. 3 w pkt 1 i 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

124) w art. 165:
   a) w ust. 3 w pkt 3 i 4 oraz w ust. 5 w pkt 3 i 4 i w art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”,
   b) w ust. 4 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

125) w art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

126) w art. 167:

a) w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1,” zastępuje się wyrazami „celu OZE”,

b) w ust. 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

127) w art. 168:

a) w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego”,

b) pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) przedkłada Prezesowi URE wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia, o którym mowa w art. 45 ust. 1, zawierający dane, informacje lub oświadczenia niezgodne ze stanem faktycznym;”,

c) pkt 7 otrzymuje brzmienie:

„7) nie przestrzega obowiązku świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji biometanu, o którym mowa w art. 118;”,

d) w pkt 11 po wyrazach „o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7” dodaje się wyrazy „lub ust. 1a pkt 6”,

e) w pkt 11b po wyrazach „w art. 70b ust. 3 pkt 6” dodaje się wyrazy „albo w art. 83m ust. 3 pkt 6”,

f) w pkt 14 po wyrazach „o którym mowa w art. 7” dodaje się wyrazy „pkt 1”,

g) po pkt 14 dodaje się pkt 14a w brzmieniu:

„14a) wytwarza biogaz na potrzeby biometanu lub wytwarza biometan z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 pkt 2, lub niezgodnie z treścią tego wpisu;”,

h) pkt 15 otrzymuje brzmienie:

„15) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w:

a) art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, lub

b) art. 83h ust. 3 pkt 5, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresie rozliczeniowym wskazanym w art. 83f

– z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”,

i) pkt 16 otrzymuje brzmienie:

„16) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6 i 8, lub przekazuje nieprawdziwą informację;”,

j) po pkt 16 dodaje się pkt 16a w brzmieniu:

„16a) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE oświadczeń lub dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 1 i 2 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. a i b, lub opinii, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c;”,

k) w pkt 20 po wyrazach „wytwarza biogaz rolniczy” dodaje się wyrazy „lub biometan z biogazu rolniczego”,

l) dodaje się pkt 27 w brzmieniu:

„27) nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 38ad ust. 1, albo uzupełnionego sprawozdania, w terminie określonym w art. 38ad ust. 3.”;

128) w art. 169 w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „i 26” zastępuje się wyrazami „i 27”;

129) w art. 170:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 7, 9a, 10 oraz 11a nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

2a. W przypadku gdy przed wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, w przypadku określonym w art. 168 pkt 1,

z jakichkolwiek przyczyn nie można ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ten podmiot.”,

c) w ust. 3 wyrazy „pkt 6–8” zastępuje się wyrazami „pkt 6 i 8”,

d) w ust. 4:

– w pkt 1 skreśla się wyraz „11a”,

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) pkt 11, 11b, 12, 14, 14a, 16, 16a i 18, wynosi 1000 zł;”,

e) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Wysokość kary pieniężnej wymierzanej w przypadku, o którym mowa w:

1) art. 168 pkt 15 lit. a, oblicza się według wzoru:

$$Ko = 0{,}5 \times [\mathrm{Csz} \times (E_{OA} - E_{WA})],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_O$ – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,

Csz – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł za MWh, zwaloryzowaną zgodnie z art. 92 ust. 10, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2,

$E_{OA}$ – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh,

$E_{WA}$ – ilość sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh;

2) art. 168 pkt 15 lit. b, oblicza się według wzoru:

$$K_O = 0{,}5\,[\mathrm{Co} \times (E_{OA} - E_{WA})],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_O$ – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,

$C_O$ – cenę operacyjną, wyrażoną w zł za MWh, o której mowa w art. 83h ust. 3 pkt 3, obowiązującą na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 83h ust. 2,

$E_{OA}$ – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji na wsparcie operacyjne, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh,

$E_{WA}$ – ilość sprzedanej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh.”,

f) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168:

1) pkt 20, 21, 24 i 25 – wynosi 10 000 złotych;

2) pkt 22 i 23 – wynosi 1000 złotych;

3) pkt 27 – wynosi 1000 złotych za każdy 1 MW łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne należących do członków tego klastra energii.”;

130) w art. 174 w ust. 2 skreśla się wyrazy „ , zanim organy, o których mowa w art. 169 ust. 1, powzięły o tym wiadomość”;

131) w art. 184h w ust. 1 skreśla się wyrazy „przy czym ilość i wartość tej energii elektrycznej obejmuje ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z przeliczenia biogazu rolniczego, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62”;

132) w rozdziale 10a po art. 184j dodaje się art. 184k–184n w brzmieniu:

„Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184m ust. 3:

1) nie nalicza się i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:

a) OZE,

b) kogeneracyjnej w rozumieniu art. 60 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;

2) w przypadku gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:

a) przekroczy 60% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

b) przekroczy 70% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

c) przekroczy 80% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

d) przekroczy 90% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

e) wyniesie 100% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii;

3) do sprzedawcy nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 oraz w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166).

2. Opłata za świadczenie usługi dystrybucji, której wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, oznacza składnik zmienny stawki sieciowej i stawki jakościowej, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

3. Koszty naliczania opłat za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora w następstwie spełnienia przez członka klastra energii wymogów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, a w zakresie stawki jakościowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.

5. Decyzja, o której mowa w art. 38ac ust. 12, skutkuje utratą przez członków klastra energii prawa do korzystania z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.

Art. 184l. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w przypadku gdy:

1) co najmniej 30% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz
2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz
3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku.

2. Od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2029 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184m ust. 1, w przypadku gdy:

1) co najmniej 50% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz
2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do członków tego klastra energii, oraz
3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku.

3. W celu skorzystania z rozliczeń, o których mowa w art. 184k, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia w tej umowie rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1.

4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:

1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych – o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną;
2) spełnieniu warunków określonych w:
   a) ust. 1 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r.,
   b) ust. 2 – w przypadku złożenia wniosków po dniu 31 grudnia 2026 r.

5. W przypadku złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 3, sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy z członkami klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia tego wniosku.

Art. 184m. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usług dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r. zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184k ust. 1, dla członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych

członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej.

2. Sprzedawca dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184k ust. 1, członków klastra energii z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej.

3. Okresem rozliczeniowym w przypadkach, o których mowa w ust. 1 i 2, jest miesiąc kalendarzowy.

4. Koordynator klastra energii prowadzi rejestr rozliczeń, o których mowa w ust. 1 i 2.

Art. 184n. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września 2025 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;

133) w art. 217 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Rada Ministrów dokonuje przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uwzględniającego skutki dystrybucyjne tych mechanizmów i instrumentów dla

grup konsumentów oraz dla inwestycji, i przedkłada Sejmowi informację o skutkach obowiązywania tych mechanizmów i instrumentów nie rzadziej niż raz na 5 lat.”.

**Art. 2.** W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553) wprowadza się następujące zmiany:

1) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 3 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.).”;
2) w art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c wyrazy „50 kW” zastępuje się wyrazami „150 kW”.

**Art. 3.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[5)]) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:
   a) w pkt 3a wyrazy „biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biometan i biogaz rolniczy”,
   b) po pkt 20h dodaje się pkt 20i w brzmieniu:
      „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkty uboczne w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii, lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”;
2) w art. 5:
   a) po ust. 2c dodaje się ust. 2d–i2e w brzmieniu:

      „2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, a

---

5) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1732, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295.

odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się:

1) na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo
2) za pomocą linii bezpośredniej.

2e. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, określa również rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy.”,

b) po ust. 11 dodaje się ust. 11a w brzmieniu:

„11a. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, w terminie miesiąca od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE, w formie pisemnej lub elektronicznej, informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, lokalizacji i rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona, oraz okresie, na jaki ta umowa została zawarta.”;

3) w art. 7:

a) po ust. 1d dodaje się ust. 1e w brzmieniu:

„1e. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.”,

b) po ust. 3d dodaje się ust. 3da w brzmieniu:

„3da. Wniosek o określenie warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b, zawiera również informacje o zarejestrowaniu danej spółdzielni energetycznej w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego oraz o punktach poboru energii, do których będzie dostarczana energia.

c) po ust. 8d[13] dodaje się ust. 8d[14]–8d[16] w brzmieniu:

„8d[14]. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nie może odmówić wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli:

1) o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem spółdzielni, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:
   a) zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub
   b) zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot;
2) łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1:
   a) nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych,
   b) umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych.

8d[15]. W przypadku gdy instalacja, o której mowa w ust. 8d[14], nie będzie wytwarzać energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych należących do danej spółdzielni energetycznej, wydane warunki przyłączenia tej instalacji tracą ważność, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niezwłocznie odłącza tę instalację od sieci.

8d[16]. Ponowne przyłączenie instalacji do sieci dystrybucyjnej jest możliwe po uzyskaniu warunków przyłączenia na zasadach określonych w ust. 1.”;

4) w art. 7b:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się, jeżeli jest planowane dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki:

1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8;

2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi nie mniej niż 60% ciepła z odnawialnych źródeł energii.”,

b) uchyla się ust. 3a i 3b,

c) po ust. 3b dodaje się ust. 3c–3g w brzmieniu:

„3c. Spełnienie warunków, o których mowa w ust. 3, stwierdza się na podstawie audytu, przy czym:

1) współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, określa się zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206);

2) w odniesieniu do obiektów zasilanych z więcej niż jednego indywidualnego źródła ciepła, na potrzeby określenia współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, dla całości ciepła dostarczanego do obiektu, stosuje się metodologię zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

3d. Audyt, o którym mowa w ust. 3c, może sporządzić osoba, która spełnia warunki, o których mowa w art. 17 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.

3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w ust. 4, może odłączyć się od sieci przez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.

3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym

przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego.

3g. W przypadku budynku wielolokalowego odłączenie od systemu, o którym mowa w ust. 3e, może dotyczyć jedynie całego takiego budynku.”,

d) dodaje się ust. 5–8 w brzmieniu:

„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:

1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, za poprzedni rok kalendarzowy, zawierające:
   a) procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z kogeneracji, w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,
   b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej obliczonego na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
   c ) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,
   d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,
   e) numer identyfikacji podatkowej (NIP) przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,
   f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,

g) podpis osoby upoważnionej;

2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a–c.

6. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5, w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku za rok poprzedni.

7. Przepis ust. 6 stosuje się także do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, którego sieć ciepłownicza jest przyłączona do innej sieci ciepłowniczej, w odniesieniu do ciepła przesyłanego z sieci tego przedsiębiorstwa do innej sieci.

8. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 5 pkt 1, kierując się koniecznością ujednolicenia formy i sposobu jego przekazywania.”;

5) w art. 9c uchyla się ust. 12;

6) po art. 10c dodaje się art. 10d w brzmieniu:

„Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie:

1) świadczenia usług systemowych,

2) udostępniania instalacji zarządzania popytem,

3) magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

– na rzecz tego operatora.

2. W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator

systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę, o której mowa w ust. 1 co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie.

5. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sporządzoną ocenę, o której mowa w ust. 1, operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 3.”;

7) w art. 11y:

a) w ust. 1 w pkt 8 wyrazy „art. w 11zb ust. 6” zastępuje się wyrazami „w art. 11zb ust. 6”,

b) w ust. 2 pkt 9 otrzymuje brzmienie:

„9) publikuje na swoich stronach internetowych informacje o wartości cen energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 7 i 8, począwszy od dnia 1 lipca 2022 r., przy czym wartość ceny, o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jest publikowana do dnia 2 lipca 2025 r.”;

8) w art. 11zb w ust. 6 we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „art. 4b ust. 1” zastępuje się wyrazami „art. 4b ust. 4 pkt 1 i 2”;

9) w art. 15a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Rada Ministrów, w drodze uchwały, co 5 lat, przyjmuje politykę energetyczną państwa.”;

b) uchyla się ust. 2;

10) po art. 15a dodaje się art. 15ab w brzmieniu:

„Art. 15ab. 1. Minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu, opracowuje zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwany dalej „krajowym planem”, oraz jego aktualizację i zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu.

2. Projekt krajowego planu, krajowy plan, projekt aktualizacji krajowego planu, aktualizację krajowego planu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu minister właściwy do spraw energii:

1) zamieszcza na swojej stronie podmiotowej Biuletynu Informacji Publicznej;

2) przekazuje Komisji Europejskiej.”;

11) w art. 23 w ust. 2w pkt 18a po wyrazach „energii elektrycznej” dodaje się wyrazy „oraz cen gazu ziemnego”;

12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:

„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których jest wytwarzane ciepło, oraz instalacji, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”;

13) w art. 47:

a) po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:

„1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunki określone w art. 7b ust. 3, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”,

b) po ust. 2f dodaje się ust. $2f^1$ w brzmieniu:

„$2f^1$. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 2f.”;

14) w art. 56:

a) w ust. 1:

– po pkt 7a dodaje się pkt 7b w brzmieniu:

„7b) nie publikuje informacji lub nie przekazuje w określonym terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1;”,

– po pkt 30m dodaje się pkt 30ma w brzmieniu:

„30ma) nie przestrzega obowiązku przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii w postaci i w sposób określony w art. 11zb ust. 6.”,

– w pkt 54 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 55 w brzmieniu:

„55) nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 11a.”,

b) w ust. 2h w pkt 9 wyrazy „52–54” zastępuje się wyrazami „52–55”,

c) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazie „7a” dodaje się wyraz „ , 7b”.

**Art. 4.** W ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2023 r. poz. 344) w art. 6 w pkt 3 po wyrazach „w tym ich składowania” dodaje się wyrazy „lub ich wykorzystania w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …);”.

**Art. 5.** W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 15 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.)”.

**Art. 6.** W ustawie z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz. U. z 2020 r. poz. 721 oraz z 2023 r. poz. 412) po art. 11 dodaje się art. 11a w brzmieniu:

„Art. 11a. Jednostki doradztwa rolniczego, za zgodą ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, mogą posiadać, obejmować lub nabywać udziały w spółdzielniach w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) oraz w spółdzielniach rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia

4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków. Przepisu art. 49 ust. 2 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1634, z późn. zm.[6)]) nie stosuje się.”.

**Art. 7.** W ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 2 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.)”.

**Art. 8.** W ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073) w art. 6:

1) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Spółdzielnia rolników może prowadzić również działalność:

1) społeczną i oświatowo-kulturalną na rzecz swoich członków i ich środowiska;
2) jako obywatelska społeczność energetyczna, o której mowa w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[7)]);
3) w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła ze źródeł odnawialnych w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrotu nimi lub ich magazynowania, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków.”;

2) w ust. 4 po wyrazach „ust. 3” dodaje się wyrazy „pkt 1”.

**Art. 9.** W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 i 2687) w art. 29:

---

6) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1692, 1725, 1747, 1768, 1964 i 2414 oraz z 2023 r. poz. 412, 497 i 658.

7) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295 i …

1) ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie:

„2. Aukcje przeprowadza się w:

1) latach 2025, 2027, 2029 i 2031;

2) 2032 r. – w przypadku określonym w ust. 5;

3) latach innych niż wymienione w pkt 1 i 2, począwszy od 2033 r., w przypadku wydania przepisów na podstawie ust. 6.

3. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w:

1) 2025 r. – 4 GW;

2) 2027 r. – 4 GW;

3) 2029 r. – 2 GW;

4) 2031 r. – 2 GW.”;

2) w ust. 5:

a) wyrazy „2027 r.” zastępuje się wyrazami „2031 r.”,

b) wyrazy „2028 r.” zastępuje się wyrazami „2032 r.”;

3) w ust. 7 wyrazy „2025 r. i 2027 r.” zastępuje się wyrazami „2025 r., 2027 r., 2029 r. i 2031 r.”.

**Art. 10.** W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.[8)]) w art. 7 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) w art. 4 ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej:

1) wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, przed sumarycznym bilansowaniem

---

8) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 1505, 1642, 2269 i 2376 oraz z 2022 r. poz. 1, 1967 i 2243.

i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej;

2) wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta zbiorowego energii odnawialnej przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wytworzonej, rejestrowanej przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu przepisów art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej;

3) pobranej przez prosumenta wirtualnego energii elektrycznej oraz wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez instalację odnawialnego źródła energii prosumenta wirtualnego energii elektrycznej, wytworzonej w tej instalacji przez tego prosumenta, ustalonej w sposób, o którym mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, na podstawie udziału prosumenta w wytwarzaniu energii odnawialnej w tej instalacji odnawialnego źródła energii i całkowitej ilości energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii, o której mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, przekazanej uprzednio do operatora informacji rynku energii przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu.”;”.

**Art. 11.** W ustawie z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376 oraz z 2022 r. poz. 467) w art. 5 w pkt 2 skreśla się wyrazy „i 10”.

**Art. 12.** Do postępowań dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy stosuje się art. 2 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 13.** Tworzy się rejestr wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu.

**Art. 14.** 1. Wytwórcy biogazu lub biometanu, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu, polegającej na wytwarzaniu biogazu na

potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Do dnia rozpatrzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych.

**Art. 15.** 1. Tworzy się rejestr klastrów energii.

2. Członkowie klastrów energii oraz koordynatorzy klastrów energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, mogą prowadzić działalność określoną w cywilnoprawnym porozumieniu, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, na zasadach określonych w tym porozumieniu.

**Art. 16.** Sprawozdanie, o którym mowa w art. 38ad ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, koordynator klastra energii składa po raz pierwszy w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r., a sprawozdanie to obejmuje okres od dnia 2 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r.

**Art. 17.** 1. Wytwórcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za pierwsze i drugie półrocze 2023 r., z wykorzystaniem wzoru sprawozdania określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

2. Wytwórcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu, polegającą na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1a pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1, po raz pierwszy za pierwsze półrocze 2024 r.

3. Do opracowania zbiorczego raportu rocznego, o którym mowa w art. 17 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stosuje przepisy dotychczasowe.

**Art. 18.** Do wniosków, o których mowa w art. 10 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, złożonych i nierozpoznanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

**Art. 19.** 1. Wytwórcy biometanu z biogazu rolniczego, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Do dnia rozpatrzenia przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych.

**Art. 20.** Do sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, składanych za okresy do ostatniego kwartału 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.

**Art. 21.** Sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, po raz pierwszy składa się za pierwszy kwartał 2024 r.

**Art. 22.** Do sprawozdań rocznych, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, składanych za lata do 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.

**Art. 23.** Sprawozdania roczne, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w zakresie obejmującym informacje, o których mowa w pkt 1 tego przepisu w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, składa się po raz pierwszy za 2024 r.

**Art. 24.** 1. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy:

1) uzyskał potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, albo
2) posiada ważne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym

– i do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy nie wygrał aukcji, w celu potwierdzenia, że jego instalacja odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w tym przepisie, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, składa, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że spełniam wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 pkt … ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach

energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sprawdza, czy instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1.

3. W przypadku stwierdzenia, że instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia go o konieczności potwierdzenia spełnienia co najmniej jednego z tych wymogów w terminie 30 dni od dnia otrzymania tego zawiadomienia.

4. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, potwierdza spełnienie wymogu wskazanego w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, przedkładając Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki dokumenty potwierdzające spełnienie tego wymogu.

5. W przypadku gdy złożone przez wytwórcę dokumenty nie są wystarczające do potwierdzenia, czy instalacja odnawialnego źródła energii spełnia wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać tego wytwórcę do przedłożenia w wyznaczonym terminie dodatkowych dokumentów lub wyjaśnień.

6. W przypadku gdy wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, w terminie określonym w tym przepisie albo nie złożył dokumentów, o których mowa w ust. 4 albo 5, w terminach określonych odpowiednio w ust. 3 albo 5, potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust. 1, wygasają z mocy prawa z upływem tych terminów.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, o:

1) stwierdzeniu, że instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1;
2) wygaśnięciu potwierdzenia przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust. 1.

8. Do dnia zakończenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki sprawdzenia na podstawie ust. 2–7 spełnienia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie może złożyć oferty w aukcji, o której mowa w art. 79 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

**Art. 25.** 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dostosowuje internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, w celu umożliwienia składania za jej pośrednictwem deklaracji, o których mowa w art. 83m ust. 1 tej ustawy, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.

2. Do dnia 30 czerwca 2024 r. deklaracje, o których mowa w art. 83m ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, mogą być składane w postaci papierowej.

**Art. 26.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po raz pierwszy przekazuje informację, o której mowa w art. 131 ust. 3 pkt 1a i 1b ustawy zmienianej w art. 1, za okres pierwszego kwartału 2024 r.

**Art. 27.** Pierwsze sprawozdanie, o którym mowa w art. 160d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, minister właściwy do spraw klimatu sporządza za rok, w którym utworzono krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 160a ust. 1 tej ustawy.

**Art. 28.** Pierwszego przeglądu i przedłożenia Sejmowi informacji, o których mowa w art. 217 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, Rada Ministrów dokona w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r.

**Art. 29.** Minister właściwy do spraw klimatu przeprowadza po raz pierwszy analizę, o której mowa w art. 83g ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, w terminie do dnia 31 sierpnia 2026 r.

**Art. 30.** Polskie Centrum Akredytacji po raz pierwszy:

1) opracowuje szczegółowy program akredytacji jednostek, o których mowa w art. 121 ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 1 stycznia 2024 r.;
2) przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informację, o której mowa w art. 121 ust. 11 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, niezwłocznie po uzyskaniu akredytacji przez pierwszą jednostkę akredytowaną.

**Art. 31.** 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki i podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawierają porozumienie, o którym mowa w art. 123 ust. 8 tej ustawy, w terminie 2 miesięcy od dnia przekazania informacji, o której mowa w ust. 1.

**Art. 32.** Podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:

1) publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także gwarancji pochodzenia uznanych na podstawie art. 123 ust. 1 tej ustawy, oraz roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia – po raz pierwszy za 2024 r.;
2) opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie resztkowym, o którym mowa w art. 125a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 – po raz pierwszy za 2024 r.

**Art. 33.** Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania decyzji o pozwoleniu na budowę stosuje się przepisy art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Postępowania w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych oraz urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 150 kW wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy umarza się.

**Art. 34.** Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zawarł umowę sprzedaży energii z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 5 ust. 2c ustawy zmienianej w art. 3, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje, o których mowa w art. 5 ust. 11a ustawy zmienianej w art. 3, w terminie 45 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

**Art. 35.** 1. Na potrzeby stosowania art. 7b ustawy zmienianej w art. 3 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz art. 116 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła uzgadnia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.

2. Uzgodnienie, o którym mowa w ust. 1, następuje na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła złożony do Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 1 roku od dnia wejścia w życie ustawy. Do wniosku załącza się:

1) informacje dotyczące planowanych przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym źródeł stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
2) informacje dotyczące planowanej konwersji źródeł ciepła na jednostki wytwórcze będące jednostkami kogeneracji;
3) informacje dotyczące przewidywanego sposobu finansowania inwestycji;
4) niezbędne dokumenty potwierdzające techniczną i ekonomiczną możliwość dokonania planowanych inwestycji;
5) harmonogram realizacji planowanych inwestycji;
6) inne dokumenty potwierdzające, że system ciepłowniczy będzie spełniał w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne, które złożyło ten wniosek, do uzupełnienia podlegającej uzgodnieniu części planu rozwoju w sposób zapewniający jego zgodność z wymaganiami określonymi w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3 lub do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie przyjętych założeń dotyczących spełniania do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego tego przedsiębiorstwa za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

4. Wniosek złożony po terminie, o którym mowa w ust. 2, lub nieuzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 3, pozostawia się bez rozpoznania.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia uzgodnienia planu rozwoju w przypadku niezgodności planu rozwoju z obowiązującymi przepisami prawa lub gdy załączone przez przedsiębiorstwo energetyczne dokumenty nie potwierdzają możliwości technicznej lub ekonomicznej spełnienia w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadnia lub odmawia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, w formie decyzji, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku albo od dnia dokonania uzupełnienia lub złożenia dodatkowych wyjaśnień, o których mowa w ust. 3.

7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie system ciepłowniczy, uznaje się za uzgodnioną, jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia

otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.

**Art. 36.** 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o których mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 31 stycznia 2024 r.

**Art. 37.** Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r.

**Art. 38.** Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu przyjęte przed dniem wejścia w życia niniejszej ustawy stanowią odpowiednio zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy zmienianej w art. 3.

**Art. 39.** Do inwestycji w zakresie budowy i utrzymania publicznych urządzeń służących do wykorzystania odpadów w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 rozpoczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe.

**Art. 40.** Uznaje się, że spółdzielnia w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze oraz spółdzielnia rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest lub będzie wytwarzanie energii elektrycznej, spełniają warunek w zakresie pokrycia w ciągu roku potrzeb własnych spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a ustawy zmienianej w art. 1, jeżeli do dnia 31 grudnia 2025 r. złożą wniosek, o którym mowa w art. 38g ustawy zmienianej w art. 1, a sprawność wytwarzania energii elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii umożliwi pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40%

potrzeb własnych danej spółdzielni i jej członków albo danej spółdzielni rolników i jej członków.

**Art. 41.** Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stanowi spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 42.** Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy:

1) dokonuje aktualizacji danych w zakresie liczby punktów poboru energii, punktów przyłączenia gazowego, węzła ciepłowniczego lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu;
2) wskazuje sprzedawcę energii, z którym współpracuje lub zamierza współpracować.

**Art. 43.** Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci stosuje się przepisy art. 7 ust. 3da oraz $8d^{14}$–$8d^{16}$ ustawy zmienianej w art. 3.

**Art. 44.** Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie:

1) art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia 1 stycznia 2024 r. i mogą być zmieniane w granicach określonych w art. 9 ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;
2) art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wydanych na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 i mogą być zmieniane;
3) art. 60 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane;
4) art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych odpowiednio na podstawie art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy;
5) art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, i mogą być zmieniane w granicach

określonych w art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;

6) art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane, albo do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i mogą być zmieniane na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 45.** Przepisów:

1) art. 70b ust. 16 i art. 74 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 oraz art. 29 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą,
2) art. 70h ust. 1, art. 83b ust. 1 i art. 184k ust. 1 pkt 1–3

– nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

**Art. 46.** 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z niniejszej ustawy wynosi dla ministra właściwego do spraw klimatu:

1) 2024 r. – 0,00 zł;
2) 2025 r. – 0,00 zł;
3) 2026 r. – 0,00 zł;
4) 2027 r. – 1 264 962,00 zł;
5) 2028 r. – 1 264 962,00 zł;
6) 2029 r. – 1 202 353,00 zł;
7) 2030 r. – 0,00 zł;
8) 2031 r. – 0,00 zł;
9) 2032 r. – 0,00 zł;
10) 2033 r. – 0,00 zł.

2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku, gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej

niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, minister właściwy do spraw klimatu stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

**Art. 47.** Ustawa wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 1 pkt 3 lit. h, pkt 30, pkt 31 w zakresie dodawanych art. 38aa–38ac, art. 38ae i art. 38af, oraz art. 1 pkt 48 lit. a, pkt 98–106, pkt 113 lit. a w zakresie dodawanego pkt 1b i lit. d, pkt 120, a także art. 15 i art. 31, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2024 r;
2) art. 10, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.;
3) art. 1:
   a) pkt 31 w zakresie dodawanego art. 38ad,
   b) pkt 41,
   c) pkt 53 lit. b w zakresie, w jakim dotyczy prosumenta wirtualnego energii odnawialnej,
   d) pkt 127 lit. l,
   e) pkt 128,
   f) pkt 129 lit. f w zakresie dodawanego ust. 7 pkt 3,
   g) pkt 132 w zakresie dodawanych art. 184k–184m

   – które wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2024 r.;
4) art. 1:
   a) pkt 63 lit. b i lit. c w zakresie dodawanego pkt 4a,
   b) pkt 69, 81 i 82,
   c) pkt 85, 87 i pkt 88 lit. a – w zakresie dodawanych w tych przepisach wyrazów „art. 70h ust. 3 pkt 6” i wyrazów „art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7”,
   d) pkt 86 w zakresie, w jakim dotyczy wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne,
   e) pkt 90 lit. f tiret drugie w zakresie, w jakim dotyczy aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1,
   f) pkt 91 lit. b, d, f i g – w zakresie, w jakim dotyczą aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1,

g) pkt 92, 93, pkt 127 lit. h i pkt 129 lit. e – w zakresie, w jakim dotyczą wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne

– które wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r.

UZASADNIENIE

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.), zwaną dalej „dyrektywą 2018/2001", „REDII" lub „dyrektywą".

W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:

1. Biometan
2. Klastry energii
3. Transpozycja REDII w następujących obszarach:

3.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 REDII)

3.2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 REDII)

3.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 REDII)

3.4. Procedury administracyjne (art. 15–16 REDII)

4. Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego

4.1. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii

4.2. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia

5. Hybrydowe instalacje OZE
6. Inne przepisy

Z uwagi na szeroki zakres regulacji unijnej projekt nie stanowi całościowego wdrożenia dyrektywy 2018/2001. Niektóre przepisy wdrażające przedmiotową dyrektywę, w szczególności dotyczące kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy, a także dotyczące sektora transportowego, procedowane są w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw – nr UC110 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

## 1. Biometan

**Cel i potrzeba wprowadzenia przepisów w zakresie biometanu**

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o *odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwana dalej „ustawą" lub „ustawą OZE", określa m.in. zasady działania

podmiotów oraz mechanizmy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii, jak również biogazu rolniczego i biopłynów. Dotychczasowe doświadczenia zebrane w trakcie obowiązywania ustawy, ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwom członkowskim Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie oraz konieczność implementacji przepisów REDII, wskazują na zasadność rozwoju nowego kierunku wykorzystywania biogazu oraz biogazu rolniczego, jakim jest produkcja biometanu, oraz wzmocnienia roli, jaką w systemie energetycznym pełnią klastry energii, w kontekście ich przyszłej roli w tym sektorze.

Celem projektu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację obowiązków wynikających z REDII w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się również do pełniejszej realizacji dyrektywy REDII w obszarze celów odnawialnych źródeł energii, dalej jako „OZE", dla sektora transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych, jak również promocji wykorzystania biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców wymienionych w część A w załączniku IX do REDII.

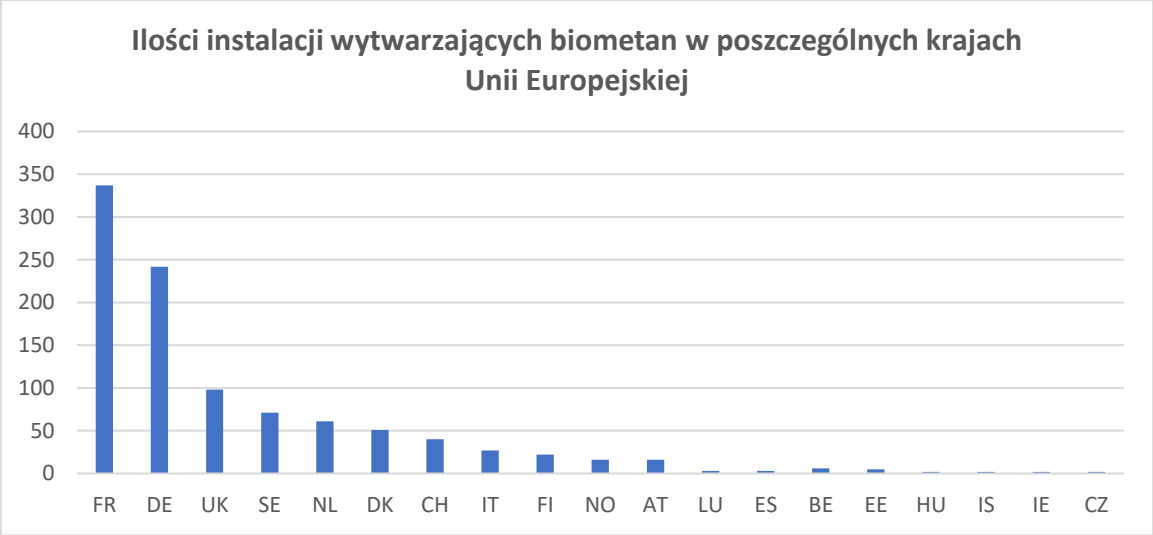
Zgodnie z art. 25 ust. 1 REDII wkład tzw. zaawansowanych biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w ww. załączniku jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu miał wynieść co najmniej 0,2% w 2022 r., co najmniej 1,0% w 2025 r. oraz co najmniej 3,5% w 2030 r. Aktualnie biometan jest jedynym rodzajem paliwa gazowego, które daje realną szansę wykonania istotnej części tego celu w warunkach krajowych.

Zgodnie z przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r. Polityką energetyczną Polski do 2040 r. (dalej: „PEP2040"), w planowanej perspektywie, krajowe zużycie gazu ziemnego będzie sukcesywnie wzrastać z obecnych prawie 18 mld $m^3$, podczas gdy wydobycie pokrywa jedynie ok. 22% zapotrzebowania na to paliwo. Jednocześnie potencjał wytwarzania biogazu (w tym również biometanu) w oparciu o krajowe surowce jest relatywnie duży, np. potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego szacuje się na ponad 7,8 mld $m^3$ rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030"). Natomiast według szacunku spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld $m^3$ ogółem.

W poszczególnych państwach członkowskich Unii Europejskiej istnieją duże różnice w zakresie rozwoju i wykorzystania biogazu oraz biometanu, co jest przede wszystkim

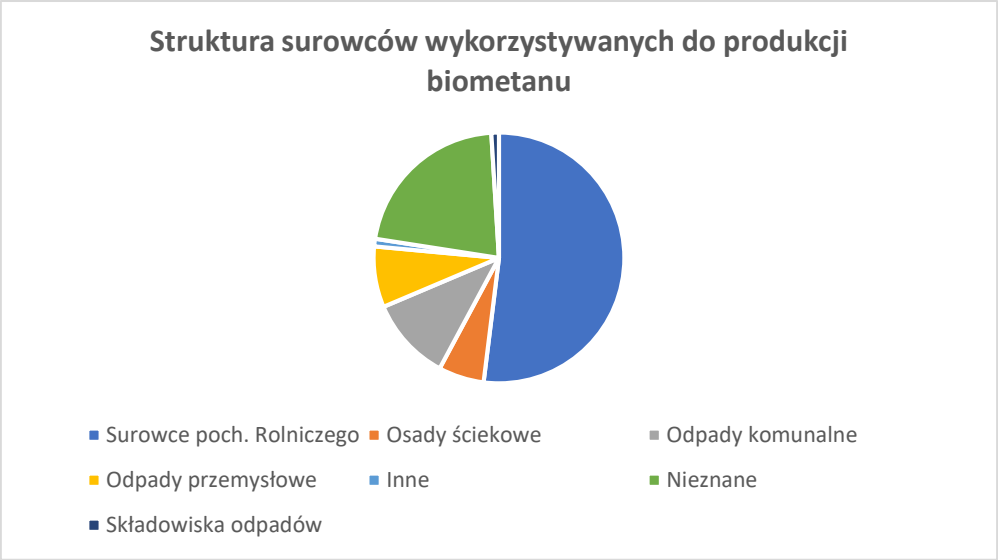
wynikiem zastosowania zróżnicowanych krajowych strategii oraz – co szczególnie istotne w przypadku biometanu – struktury funkcjonującej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu.

Aktualnie w Europie funkcjonuje nieco ponad tysiąc instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (na podstawie: *Annual Statistical Report of the European Biogas Association, 2020),* z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Liderem wykorzystania biometanu w Unii Europejskiej jest Francja, gdzie pracuje 337 instalacji do wytwarzania biometanu, oraz Niemcy z 242 biometanowniami. Biometan jest wytwarzany w 18 krajach, przy czym w znaczących ilościach także w Wielkiej Brytanii (98) oraz Szwecji (71).




*Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.*

Biometan, stanowiący oczyszczony biogaz, może być produkowany z wykorzystaniem różnorodnych substratów. Do najczęściej wykorzystywanych należą: rośliny energetyczne, pozostałości roślinne i rolnicze (w tym obornik), odpady i osady ściekowe, pozostałości przemysłu rolno-spożywczego i frakcja bioodpadów komunalnych. Produkcja biometanu pozwala zatem zmierzyć się nie tylko z wyzwaniem zagospodarowania odpadów czy pozostałości z poszczególnych gałęzi gospodarek, lecz także aktywnie wpływa na uniknięcie emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze składowisk odpadów. Odpady te dla biogazowni stają się surowcem do produkcji biogazu. Poniższy wykres przedstawia analizę unijnego rynku substratów wykorzystywanych do produkcji biometanu.




*Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.*

Istotną zaletą wykorzystywania biometanu jest różnorodność, jaką daje to paliwo gazowe w kontekście jego zastosowania końcowego. Biometan może być przesyłany zarówno sieciami dystrybucyjnymi gazowymi, jak również transportowany w postaci skroplonej za pomocą specjalnie do tego celu przystosowanych pojazdów – butlowozów. Jest to szczególnie istotne w przypadku terenów, które są niezgazyfikowane. W Polsce, mimo postępujących prac w zakresie rozbudowy sieci dystrybucyjnych, to nadal znacząca część kraju.

Powyższa, skrócona analiza rynku unijnego wyraźnie wskazuje, że warto rozważyć biometan jako jeden z kierunków wykorzystania biogazu jako źródła zielonego gazu i alternatywę dla uzależnienia od dostaw gazu ziemnego. Jednocześnie w Polsce, mimo prężnego rozwijania się tego sektora wśród krajów sąsiedzkich, nie powstała dotychczas żadna instalacja wytwarzania biometanu. Mając na uwadze wypełnienie zobowiązań unijnych zawartych w polityce energetyczno-klimatycznej, a przede wszystkim konieczność zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii i gazu, dążenie do uniezależnienia kraju od dostaw zewnętrznych surowców energetycznych oraz w związku z planowanym wzrostem zapotrzebowania na gaz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju, zasadne jest uruchomienie segmentu oczyszczania biogazu do jakości pozwalającej na zatłaczanie do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej), tj. biometanu.

## Zmiany wprowadzone w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

### Wprowadzenie definicji biometanu oraz doprecyzowanie definicji biogazu rolniczego

W związku z potrzebą uruchomienia rynku biometanu, istnieje, m.in., konieczność wprowadzenia do ustawy definicji biometanu obejmującej gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, którego parametry jakościowe będą określone w odrębnych przepisach właściwych dla końcowego wykorzystania tego paliwa gazowego lub przyjętego sposobu transportu – projekt ustawy w tym zakresie wskazuje zarówno możliwość wprowadzenia do sieci gazowych, jak również (coraz powszechniej stosowany) transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz bezpośrednie wykorzystanie do tankowania pojazdów silnikowych, bez konieczności transportu biometanu z miejsca jego wytworzenia. Ponadto, aby biometan mógł być wprowadzany do sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych gazu ziemnego, będzie musiał spełniać wymagania jakościowe określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne".

Jednocześnie, w konsekwencji pojawienia się nowej definicji, uaktualnienia wymagały pojęcia: biogaz, dedykowana instalacja spalania biomasy, instalacja odnawialnego źródła energii, odnawialne źródło energii, paliwo pomocnicze, spółdzielnia energetyczna, wytwórca oraz stała cena zakupu.

Doprecyzowaniu uległa również definicja biogazu rolniczego, z uwagi na pojawiające się wątpliwości interpretacyjne. W dniu 17 maja 2022 r. ukazało się prawomocne orzeczenie Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA), który w trzyosobowym składzie rozstrzygał kwestie sporu kompetencyjnego między dwoma organami administracji. W ww. postanowieniu NSA dokonał m.in. wykładni terminu „biogaz rolniczy" określonego w art. 2 ust. 2 ustawy OZE, kwestionując możliwość stosowania w ramach ww. definicji odpadów z przetwórstwa żywności, które to według stanowiska zaprezentowanego przez NSA nie znajdują się w katalogu surowców służących do wytwarzania biogazu rolniczego.

Jednocześnie należy mieć na uwadze, że zakwestionowane surowce mieszczące się we wskazanej powyżej grupie odpadów były i są wykorzystywane przez wytwórców biogazu, a przedsiębiorcy je stosujący uzyskiwali od organów administracji odpowiedzialnych za nadzór nad prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego potwierdzenie, zgodnie z którym ich wykorzystanie w biogazowni rolniczej mieści się w katalogu dostępnych

surowców do produkcji biogazu rolniczego. Dotyczy to w szczególności surowców o kodach odpadu: 02 06 80, 16 03 06, 19 08 14, 16 03 06, 16 03 80, 19 08 14 oraz 19 08 01.

Tym samym postanowienie NSA powoduje ryzyko destabilizacji funkcjonowania całego sektora biogazu rolniczego w Polsce, nie tylko z uwagi na zasadność wszczęcia procedury wykreślenia z rejestru wytwórców biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), ale również stanowi podstawę do zakwestionowania szeregu decyzji administracyjnych wydawanych dla instalacji spełniającej kryteria biogazowni rolniczej.

Jednocześnie wprowadzony został przepis przejściowy, zgodnie z którym treść definicji pojęcia „biogaz rolniczy" zaproponowaną w projekcie ustawy należy stosować do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie projektu ustawy. Takie podejście jest zgodne z pierwotną intencją ustawodawcy, zgodnie z którą zakwestionowane w postanowieniu NSA surowce mieszczą się w kategorii biogazu rolniczego – czego wyrazem były wspomniane powyżej stanowiska organów administracji.

**Określenie zasad wykonywania działalności w zakresie wytwarzania biometanu**

**Utworzenie rejestru wytwórców biogazu**

W rozdziale 2 ustawy rozbudowano przepisy określające zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji oraz małej instalacji, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub z biopłynów, o działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu lub działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu.

Wytwarzanie biogazu lub wytwarzanie biometanu z biogazu będzie działalnością regulowaną i będzie wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), na wniosek złożony przez wytwórcę. Szczegółowe dane, jakie powinien zawierać wniosek jak również obowiązki, które w związku z wpisem do ww. rejestru ciążą na wytwórcy, określono w przepisach projektu ustawy.

Ponadto, w celu doprecyzowania zakresu działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu, w projekcie ustawy wskazano, że (1) w zakres regulacji obejmującej obowiązek wpisu do rejestru wytwórców biogazu wchodzi jedynie działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biogazu w celu jego wykorzystania na potrzeby wytwarzania biometanu w osobnej instalacji lub wytwarzania biometanu z biogazu, że (2) działalność

gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz, że (3) wpis do rejestru wytwórców biogazu nie obejmuje prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu rolniczego.

Co więcej, na wytwórcę prowadzącego działalność gospodarczą we wskazanym wyżej zakresie, nałożono obowiązek:

1) posiadania tytułu prawnego do obiektów budowlanych oraz instalacji, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub będzie wytwarzany biometan z biogazu;
2) dysponowania urządzeniami służącymi prowadzeniu działalności oraz odpowiednimi instalacjami i obiektami spełniającymi wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej, sanitarnej i ochrony środowiska umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;
3) niewykorzystywania do produkcji biometanu z biogazu lub biometanu paliw kopalnych, jak również biomasy, biogazu i biopłynów zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami mającymi zwiększyć ich wartość opałową;
4) prowadzenia stosownej dokumentacji dotyczącej:
    - ilości biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu, z wyszczególnieniem ilości:
        - biometanu wytworzonego z biogazu,
        - biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,
        - biogazu wykorzystanego w inny sposób,
    - ilości biometanu wytworzonego z biogazu, z wyszczególnieniem ilości biometanu:
        - wprowadzonego do sieci gazowej,
        - transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
        - wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu,

- sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403, z późn. zm.), wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,

o ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu i do wytworzenia biometanu z biogazu oraz rodzaju tych surowców;

5) posiadania dokumentacji potwierdzającej, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności, datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia biometanu z biogazu w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;
6) sprawozdawania Prezesowi URE szczegółowych informacji dotyczących ilości i wykorzystania wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu oraz informacji dotyczących wytworzenia biogazu na potrzeby wytworzenia biometanu lub biometanu po raz pierwszy lub po modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii (OZE).

Pozostałe kwestie dotyczące funkcjonowania rejestru wytwórców biogazu, w tym zasad składania wniosku o wpis do rejestru, prowadzenia rejestru, terminy dokonywania wpisu do rejestru, zmian oraz odmowy dokonania wpisu, przesłanki wydania zakazu wykonywania danej działalności oraz okoliczności wykreślenia z rejestru wytwórców, będą regulowane przez uzupełnione w tym celu przepisy dotyczące rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

W zakresie art. 13 ustawy, regulującego kwestie przypadków odmowy dokonania wpisu w odpowiednim rejestrze, dokonano:

1) doprecyzowania dotychczasowych pkt 1 i 2 w zakresie uwzględnienia wniosków składanych przez wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;
2) rozszerzono katalog przypadków, wprowadzając pkt 3, zgodnie z którym Prezes URE może dokonać odmowy udzielenia wpisu, jeżeli podmiot wnioskujący o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie spełnia warunków określonych w wyliczonych przepisach. Projekt ustawy wprowadza odpowiednie przepisy przejściowe przewidujące zachowanie w mocy dotychczasowych przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy oraz

precyzujące kwestie terminów składania po raz pierwszy sprawozdań półrocznych wytwórców biogazu wytwarzanego na potrzeby biometanu lub biometanu, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 5 ustawy.

W celu ograniczenia procedur administracyjnych uchylono w art. 10 ust. 5 ustawy stanowiący delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, rozporządzenia, określającego wzór wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Jednocześnie wprowadzono w art. 10 ustawy nowy ustęp 6, na podstawie którego wzory wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu opracowuje i udostępnia Prezes URE na stronie internetowej URE. Ponadto, rozszerzono obowiązek przygotowania zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE o informacje dotyczące działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzania biometanu.

Projekt ustawy nie wymaga wprowadzenia przepisów przejściowych dla spraw wszczętych i niezakończonych przed terminem wejścia w życie przepisów ustawy.

**Rozszerzenie zakresu rejestru przedmiotowego wytwórców biogazu rolniczego**

W rozdziale 3 ustawy, określającym zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego, rozszerzono dotychczasowe przepisy o regulacje w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego.

Projekt ustawy wprowadza przepisy, na podstawie których działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego będzie stanowić działalność regulowaną i będzie wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR. W związku z powyższym obowiązki wytwórcy prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego rozszerzono (poza obecnie obowiązującymi) o obowiązek prowadzenia dokumentacji dotyczącej:

1) ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej, biometanu, sprzedanej lub wykorzystanej w inny sposób;
2) ilości energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu odbiorcy, wykorzystanego na potrzeby produkcji biogazu rolniczego lub wykorzystanej w inny sposób;

3) ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej (wraz ze wskazaniem danych podmiotu, który zakupił biometan z biogazu rolniczego) oraz ilości biometanu wykorzystanej w inny sposób.

Pozostałe kwestie dotyczące wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego będą regulować obowiązujące przepisy dotyczące wytwarzania biogazu (np. kwestię treści wniosku o wpis do rejestru, wykreślenia z rejestru oraz sprawozdawczości w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego).

Ponadto dotychczasowe przepisy art. 25 pkt 2 ustawy uzupełniono o obowiązek posiadania przez wytwórcę dokumentów potwierdzających, że wytwórca prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego dysponuje odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi wykonywanie tej działalności gospodarczej.

W celu usprawnienia procesu rejestracji działalności gospodarczej do projektu ustawy wprowadzono przepis, zgodnie z którym wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego będzie mógł zostać złożony za pomocą systemu teleinformatycznego udostępnionego przez Dyrektora Generalnego KOWR. Ponadto w art. 25 ustawy wprowadzono nowy pkt 6, zgodnie z którym również sprawozdania kwartalne będą mogły być składane za pomocą systemu teleinformatycznego w przypadku jego udostępnienia przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Jednocześnie wprowadzono przepisy nakładające kary pieniężne dla podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu.

**Odejście od systemu wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego**

Projekt ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a–50 ustawy, a inne przepisy dotyczące m.in. tego rodzaju wsparcia zostały odpowiednio zmienione.

Należy zwrócić uwagę, że przepisy regulujące mechanizm w zakresie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego do tej pory nie zafunkcjonowały w związku z brakiem

notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a także nie zostały zgłoszone na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem Komisji nr 651/2014" lub „GBER".

Zgodnie z powyższym założeniem uchyleniu ulegają przepisy związane z wydawaniem ww. świadectw pochodzenia, a modyfikacji – przepisy dotyczące obowiązków umarzania tegoż dokumentu, wyliczania opłaty zastępczej, przeniesienia praw majątkowych i rejestru praw majątkowych. W konsekwencji katalog kosztów uzasadnionych w kalkulacji cen i taryf energii także uległ zmianie.

**Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla biometanu**

Projekt ustawy wprowadza rozwiązania w zakresie mechanizmów wsparcia dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej przy wykorzystaniu systemu *feed-in-premium.* W tym celu wprowadzono dwie nowe definicje: (1) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu oraz (2) stałej ceny zakupu biometanu, które to definicje służą określeniu mocy instalacji przystępującej do mechanizmu wsparcia oraz wprowadzeniu ceny będącej podstawą do rozliczania ujemnego salda.

W dalszej części projektu UC99 wprowadzono nowy rozdział 4a określający szczegółowe wymogi dotyczące mechanizmu wsparcia w zakresie wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wprowadzenie mechanizmu *feed-in-premium* jest jednym z najpopularniejszych rozwiązań funkcjonujących aktualnie w państwach członkowskich UE, które postawiły na rozwój biometanu. Ponadto, biorąc pod uwagę stosunkowo proste zasady obowiązywania tego mechanizmu na potrzeby wsparcia wytwarzania energii odnawialnej z biogazu funkcjonujące w ramach ustawy OZE, było to podejście, które szczególnie preferowała strona branżowa. Zakłada się, że przyjęcie rozwiązań w zakresie systemu wsparcia przyczyni się do dynamicznego rozwoju tego sektora w kolejnych latach.

W art. 83l ustawy wprowadzono uprawnienie dla wytwórcy biometanu umożliwiające zastosowanie systemu wsparcia dla tego paliwa gazowego wprowadzonego do sieci gazowej, z zastrzeżeniem, że łączna moc zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przeliczona na moc zainstalowaną elektryczną nie może być większa niż 1 MW. Przedstawione rozwiązanie jest zgodne z treścią rozporządzenia Komisji nr

651/2014, w myśl którego pomoc operacyjna przeznaczona na rozwój wytwarzania biometanu w instalacjach działających na małą skalę nie wymaga stosowania procedury przetargowej (art. 43 GBER). Dodatkowo, w art. 83l ust. 3 ustawy, wskazano katalog przedsiębiorców, którzy zostali wyłączeni z możliwości przystąpienia do systemu wsparcia.

Program wsparcia operacyjnego dla biometanu, o którym mowa w art. 83l ustawy, spełnia warunki ogólne i szczegółowe ustanowione w rozporządzeniu GBER, w związku z czym jest wyłączony z obowiązku zgłoszenia ustanowionego w art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE).

Art. 83m ustawy precyzuje poszczególne elementy procesu związanego z przystąpieniem do mechanizmu wsparcia przez wytwórcę biometanu oraz działaniami podejmowanymi przez Prezesa URE w zakresie oceny deklaracji złożonej przez wnioskodawcę. W szczególności:

1) w ust. 1 doprecyzowano, że w celu przystąpienia do mechanizmu wsparcia, wytwórca biometanu jest zobowiązany przedłożyć Prezesowi URE deklarację;
2) w ust. 2–5 sprecyzowano sposób złożenia deklaracji, zawartość deklaracji, wymagane załączniki oraz okres ważności dokumentów załączanych do wniosku;
3) w ust. 6 i 7 wprowadzono obowiązek wniesienia opłaty rezerwacyjnej na rachunek Prezesa URE, określono jej wysokość w zależności od mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, wskazano wartość sprawności agregatu kogeneracyjnego, pozwalającą na dokonanie powyżej wskazanego przeliczenia oraz określono terminy zwrotu opłaty rezerwacyjnej;
4) w ust. 8 i 9 wskazano termin wydania przez Prezesa URE zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej oraz obowiązek przekazywania danych wytwórcy, który uzyskał ww. zaświadczenie, do operatora rozliczeń energii odnawialnej;
5) w ust. 10 wskazano, że wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, posiada możliwość zmiany deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu;
6) w ust. 11 doprecyzowano obowiązek oraz termin, w którym wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, przekazuje Prezesowi URE informacje nt. wprowadzenia po raz pierwszy biometanu do sieci gazowej;

7) w ust. 13 i 14 wskazano katalog zdarzeń, w przypadku wystąpienia których, Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej oraz doprecyzowano możliwość i tryb złożenia zażalenia na postanowienie Prezesa URE.

W kolejnych ustępach art. 83m ustawy sprecyzowano wysokość, sposób obliczania oraz termin zwrotu opłaty rezerwacyjnej.

Art. 83n ustawy określa stałą cenę zakupu biometanu. Sprecyzowano, że stała cena zakupu biometanu jest równa cenie referencyjnej biometanu, przy czym przy wyznaczeniu jej wartości należy uwzględnić wartość udzielonej pomocy inwestycyjnej zgodnie z regulacjami zawartymi w art. 83r ust. 5 lub 7. Dodatkowo w ust. 2 wskazano, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje w okresie wskazanym w zaświadczeniu wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, oraz w ust. 3, zapewniono waloryzację stałej ceny zakupu biometanu średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Celem waloryzacji stałej ceny zakupu biometanu jest zapewnienie odpowiedniego poziomu wsparcia w całych okresie funkcjonowania mechanizmu i tym samym ochrona przed negatywnymi skutkami wystąpienia inflacji, jednocześnie jest to element zachęcający potencjalnych wytwórców do inwestycji w tym obszarze.

Art. 83o ustawy zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw klimatu do określenia, w drodze rozporządzenia, wysokości ceny referencyjnej biometanu w zł za 1MWh energii zawartej w tym paliwie, oraz katalog przesłanek, które należy wziąć pod uwagę określając wysokość ww. ceny.

W art. 83p określono okres, w którym przysługuje prawo wytwórcy biometanu do pokrycia ujemnego salda, który wynosi 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, oraz termin zakończenia obowiązywania mechanizmu wsparcia, wskazany na dzień 30 czerwca 2048 r.

W art. 83q uregulowano kwestie dotyczące tzw. reguły kumulacji, zgodnie z którą pomoc publiczną przeznaczoną na pokrycie nakładów inwestycyjnych należy uwzględnić przy określaniu stałej ceny zakupu biometanu, której wyjściowa wartość przed korektą, o której mowa w ww. przepisie, jest równa cenie referencyjnej biometanu określonej na podstawie delegacji zawartej w art. 83o ust. 1, która obowiązuje na dzień złożenia deklaracji do Prezesa URE.

W art. 83q ust. 2 doprecyzowano katalog wyłączeń z zakresu pojęcia pomocy inwestycyjnej, którą należy uwzględnić przy wyznaczaniu skorygowanej ceny zakupu biometanu. Mając na uwadze, że pomoc inwestycyjna może być udzielana w różnych formach, jej wartość należy wyrazić w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, którą otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702). Należy w związku z tym obliczyć tzw. ekwiwalent dotacji brutto pomocy, którego sposób obliczenia został wskazany we wzorze zawartym w art. 83q ust. 3, oraz dokonać wyliczenia ceny skorygowanej – zgodnie ze wzorem określonym w art. 83q ust. 4. Informacje na temat wielkości udzielonej pomocy publicznej, jak również ceny skorygowanej są przekazywane przez wytwórcę w treści oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6.

W art. 83q ust. 7 doprecyzowano sposób wyznaczenia nowej ceny skorygowanej w sytuacji, w której po dniu złożenia oświadczenia do Prezesa URE miało miejsce udzielenie pomocy inwestycyjnej lub wzrosła jej wartość, oraz określono termin, w którym wytwórca jest zobowiązany przekazać Prezesowi URE zaktualizowane informacje dotyczące nowej ceny skorygowanej.

W art. 83r w ust. 1 uwzględniono możliwość ograniczenia maksymalnej mocy instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla których w kolejnym roku Prezes URE może wydać zaświadczenia oraz, w ust. 2, wprowadzono fakultatywne upoważnienie dla Rady Ministrów do określenia, w drodze rozporządzenia, wysokości tej maksymalnej mocy wraz z przesłankami, które należy wziąć pod uwagę wydając ww. rozporządzenie.

W projekcie dodano również przepis, zgodnie z którym podmiot realizujący obowiązek, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, na potrzeby realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego nie zalicza ilości biometanu, jeżeli to paliwo gazowe uzyskało wsparcie w ww. postaci. Celem przepisu jest zapewnienie, że środki pochodzące na wsparcie energii odnawialnej, z których jest finansowany mechanizm wsparcia dla biometanu, pozyskane z sektora energii elektrycznej, nie będą wykorzystywane w celu realizacji celów OZE w sektorze transportu.

Poza wprowadzeniem dodatkowego rozdziału 4a, określającego zasady funkcjonowania mechanizmu wsparcia dla biometanu, wprowadzono dodatkowe zmiany w dalszej części ustawy, mające na celu umożliwienie rozliczania ujemnego salda oraz umożliwienie sprawowania nadzoru przez Prezesa URE.

W celu zapewnienia Prezesowi URE prawa do przeprowadzania kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazywanych oświadczeń wytwórcy biometanu składanych w ramach deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, jak również prawidłowości wyznaczenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 83q – dokonano zmian w art. 84 ustawy. Następnie, konsekwentnie dokonano zmian w art. 86, dotyczących możliwości wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy w przypadku kontroli, oraz w art. 87 i art. 88, dotyczących protokołu oceny zgodności przedłożonych przez wytwórcę biometanu oświadczeń oraz informacji ze stanem faktycznym i wydawania postanowienia przez Prezesa URE, w przypadku niezgodności stwierdzonych na skutek przeprowadzonej kontroli.

W art. 92 dokonano rozszerzenia ust. 5 wskazującego, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje również przedsiębiorcy, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Następnie, w ust. 10, wskazano, że coroczna waloryzacja ceny stanowiącej podstawę do rozliczenia salda ujemnego obejmuje również stałą cenę zakupu biometanu. Kolejna zmiana – wprowadzenie w art. 92 ust. $11^1$, dotyczy sposobu ustalenia ilości biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci gazowej w oparciu o dane udostępniane przez operatora systemu gazowego, na którego obszarze została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu. Ustęp 11a w tym artykule rozszerzono natomiast o obowiązek nałożony na operatora systemu gazowego, do przedkładania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej danych ilościowych na temat biometanu wprowadzonego do sieci, oraz termin przekazywania tych danych.

W art. 93 wprowadzono zmiany w ust. 2 polegające na (1) nałożeniu obowiązku na wytwórcę biometanu, którzy przystąpił do mechanizmu wsparcia operacyjnego, do prowadzenia dokumentacji ilości biometanu sprzedaży podlegającej instrumentowi *feed in premium* oraz sposobu prowadzenia tej dokumentacji, (2) obliczania sprzedanej w danym miesiącu wartości biometanu podlegającego rozliczeniu w ramach ujemnego salda, jak również sposobu obliczenia tej wartości oraz (3) terminów i zakresu sprawozdania miesięcznego, które wytwórca biometanu jest zobowiązany przekazywać do operatora rozliczeń energii odnawialnej. Wprowadzono również przepis (w art. 93 ust. 2 pkt 4 ustawy) rozszerzający dotychczasowy obowiązek uwzględnienia w kolejnych okresach sprawozdawczych zakwestionowanej ilości energii elektrycznej, której ilość została stwierdzona na podstawie kontroli Prezesa URE, o obowiązek uwzględnienia zakwestionowanej ilości biometanu w treści

sprawozdania składanego przez wytwórcę biometanu, zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy.

W art. 93 wprowadzono zmiany rozszerzające dotychczasowe przepisy dla energii elektrycznej o kwestie dotyczące biometanu, w celu umożliwienia operatorowi rozliczeń energii odnawialnej dokonywania weryfikacji wniosków przedkładanych przez wytwórców biometanu funkcjonujących w systemie *feed in premium*, przekazywania kwot przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, rozliczania ilości biometanu wprowadzanego do sieci w sytuacji, gdy średnie ważone cen gazu ziemnego na rynku wynosiły poniżej 0 zł za 1 MWh oraz wprowadzono rozwiązanie, zgodnie z którym w ciągu doby można rozliczyć w ramach ujemnego salda nie więcej niż ilość biometanu, jaka jest możliwa do wytworzenia na podstawie zdolności wytwórczej danej instalacji.

Analogicznych do powyższych zmian dokonano w art. 94, w celu zapewnienia planowania i zapewnienia wypłat na pokrycie ujemnego salda przez operatora energii odnawialnej dla wytwórców biometanu biorących udział w mechanizmie wsparcia operacyjnego.

Mając na uwadze wprowadzenie dodatkowych obowiązków zostały rozszerzone również przepisy dotyczące kar administracyjnych, określone w art. 168 ustawy OZE. W szczególności, w art. 168 uzupełniono:

1) pkt 11b dotyczący objęcia karą administracyjną wytwórcy biometanu, który nie przedkłada Prezesowi URE, wraz z deklaracją zamiaru sprzedaży biometanu po stałej cenie, oświadczenia lub podaje w tym oświadczeniu nieprawdziwe dane;
2) pkt 16 dotyczący objęcia karą administracyjną wytwórcy biometanu, który nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji nt. wprowadzenia do sieci i sprzedaży po raz pierwszy biometanu objętego wsparciem operacyjnym oraz informacji na temat otrzymania pomocy publicznej lub wzrostu jej wartości mającej wpływ na wysokość ceny skorygowanej.

**Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne**

**Rozszerzenie definicji paliw gazowych**

Projekt ustawy wprowadza również zmiany w zakresie ustawy – Prawo energetyczne dotyczące definicji pojęcia paliwa gazowe, wprowadzając do katalogu paliw gazowych biometan. Proponowana zmiana jest zgodna z treścią definicji biometanu zaproponowaną

w ustawie OZE, umożliwiając stosowanie tego nośnika energii w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych gazowych.

Ponadto, należy wyjaśnić, że ww. wprowadzona w art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne zmiana definicji paliw gazowych nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ww. ustawy, w szczególności nie będzie skutkować jego pośrednim uchyleniem. Zgodnie z ugruntowanym poglądem skutek taki zachodzi, w przypadku gdy są zmieniane przepisy, do których odsyła przepis upoważniający, a zmiana ta prowadzi do tego, że obowiązujące rozporządzenie jest niezgodne z ustawą lub przepisem upoważniającym. W opinii projektodawcy sytuacja taka nie ma miejsca, ponieważ w wyniku zmiany definicji paliwa gazowego w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego nie trzeba będzie dokonywać żadnych zmian. Co więcej, po wejściu w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. poz. 1899), rozporządzenie wydane na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne zawiera już parametry jakościowe oraz zasady wykonywania badań parametrów jakościowych dla biometanu. Oznacza to, że wprowadzana zmiana nie wpływa na zakres przedmiotowy definicji, a w konsekwencji na przepis upoważniający i ma charakter precyzujący i rozwiewający wątpliwości rynku. W związku z powyższym, obowiązujące rozporządzenie będzie w pełni zgodne ze znowelizowanymi przepisami ustawy, od dnia, w którym wejdą one w życie.

**Wskazanie alternatywnej możliwości wykonania przyłącza do sieci gazowej**

W celu usprawnienia procesu przyłączania instalacji wytwarzania biometanu do sieci gazowych wprowadzono dodatkowy przepis w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, jest obowiązane do wskazania lokalizacji alternatywnej i najbliższej lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę przyłącza instalacji służącej do wytwarzania biometanu w przypadku udzielenia odmowy wydania warunków przyłączenia w miejscu wskazanym przez wnioskodawcę podyktowaną przyczynami technicznymi lub ekonomicznymi.

Z uwagi na ograniczone możliwości odbioru biometanu do sieci dystrybucyjnych z powodu niewystarczającej chłonności sieci, sytuacje w zakresie udzielania negatywnej decyzji w sprawie przyłączenia występują stosunkowo często. Wprowadzony przepis umożliwi inwestorowi pozyskanie wiedzy co do lokalizacji potencjalnie umożliwiającej uzyskanie zgody

na przyłącze oraz dokonanie analizy opłacalności i zasadności realokacji przyłącza lub całej planowanej inwestycji.

**Poszerzenie zakresu działania Prezesa URE**

W związku z wprowadzeniem mechanizmu *feed in premium* dokonano rozszerzenia zakresu działania Prezesa URE o zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnich cen sprzedaży gazu zimnego na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, oraz ogłaszanie sposobu ich obliczania.

## 2. Klastry energii

**Główne założenia zmian w zakresie funkcjonowania klastrów energii**

Drugim, istotnym obszarem niniejszej interwencji legislacyjnej są propozycje przepisów mających na celu stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Celem podejmowanych działań jest poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zapewnienie szerszego wykorzystania miejscowych zasobów, w tym surowców energetycznych, odnawialnych źródeł energii oraz rozwoju lokalnej przedsiębiorczości oraz społeczności lokalnych.

Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) – SOR, przyjętą przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r. (M. P. poz. 260), która jest obowiązującym, kluczowym dokumentem państwa polskiego w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga dywersyfikacji źródeł, surowców oraz sposobu wytwarzania i dystrybucji energii. Analogiczne podejście do kwestii dywersyfikacji prezentuje PEP2040. Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii, może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście będzie wymagać zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy, jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.

Zgodnie z PEP2040, w ramach filaru: „zeroemisyjny system energetyczny", jest wskazane, że dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich, stwarza możliwość ich wykorzystania do produkcji energii na potrzeby lokalnego rynku energetycznego. Dodatkowo rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie tego istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także wpływa na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami PEP2040, rolę podmiotów, które mają być prekursorami takich działań na rynku krajowym, mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Zgodnie z celem założonym w PEP2040 w 2030 r. będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów.

Jednakże obowiązujące obecnie przepisy ustawy w sposób bardzo ogólny określają zasady podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w tym zakresie, w ograniczony sposób wpływając na rozwój tego rynku. Stworzenie wyraźnych reguł jest niezbędne, aby klastry energii mogły na szerszą skalę zaistnieć na rynku energetycznym.

Definicja klastra energii została wprowadzona do polskiego porządku prawnego nowelizacją ustawy OZE z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). W latach 2017–2018 Ministerstwo Energii przeprowadziło dwa konkursy dla klastrów energii, w wyniku których 66 inicjatyw uzyskało Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii i zostało wpisanych na Listę Pilotażowych Klastrów Energii.

Dokonując przeglądu obowiązujących przepisów oraz analizy modelu funkcjonowania klastrów energii uznano, że obecne regulacje zawarte w ustawie nie zapewniają skutecznego rozwoju tych struktur kooperacyjnych w Polsce, a formuła działalności klastra wymaga większego podkreślenia współpracy z samorządami i przynoszenia korzyści także dla lokalnych społeczności.

Rozwiązania prawne zaproponowane w nowelizacji ustawy wychodzą naprzeciw potrzebie zapewnienia przejrzystych zasad współpracy w ramach klastrów energii, obejmujących usprawnienia administracyjno-prawne i dedykowany system wsparcia, a także wspierania zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. Warunkiem wstępnym uczestniczenia w nowych rozwiązaniach będzie uzyskanie wpisu do nowego rejestru klastrów energii, który będzie prowadzić Prezes URE. Wpis do rejestru nie będzie obowiązkowy. Założeniem regulacji jest unikanie nadmiarowych

obowiązków po stronie uczestników klastra energii. Dotychczasowi członkowie klastrów energii nie będą musieli zmieniać profilu swojej działalności, aby dostosować się do brzmienia nowych regulacji. Dopiero w przypadku chęci uczestniczenia w systemie wsparcia będzie konieczne dostosowanie się do nowych przepisów oraz uzyskanie wpisu do rejestru.

Zgodnie z intencją ustawodawcy zaproponowany w nowelizacji ustawy mechanizm wsparcia stworzy klastrom energii warunki do rozwoju, a także ułatwi zdobycie nowych kompetencji i doświadczeń w prowadzeniu działalności na lokalnym rynku energetycznym. Ponadto, umożliwi rozwinięcie współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE), w tym z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD) i operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP), a także wypracowanie nowych modeli biznesowych. Zakłada się, że dzięki instrumentom wsparcia do 2030 r. klastry energii staną się skutecznymi kreatorami lokalnego rynku energetycznego. Oprócz korzyści gospodarczych, klaster energii będzie służyć realizacji celów istotnych dla mieszkańców lokalnych społeczności. Szczegółowy zakres działania klastra zostanie określony w porozumieniu przez jego strony – członków klastra.

Proponowane w projekcie ustawy rozwiązania promujące funkcjonowanie klastrów energii mają charakter czasowy i będą obowiązywać do dnia 31 grudnia 2029 r. Ich zadaniem jest pobudzenie inicjatywy na rynku w zakresie tworzenia i stabilnego działania kolejnych klastrów energii. Pozwoli to także na profesjonalizację działalności samych klastrów energii oraz identyfikację dalszych barier rozwojowych. Proponowane regulacje prawne mają za zadanie przygotować klastry energii do w pełni profesjonalnego funkcjonowania na zmieniającym się rynku energii. Zaproponowane propozycje zmian regulacji prawnych będą impulsem do tworzenia kolejnych modeli biznesowych funkcjonowania klastrów energii w Polsce.

**Zmiana definicji klastra energii**

Analiza dotychczasowego funkcjonowania klastrów energii wykazała potrzebę wprowadzenia zmian w obszarze regulacyjnym w celu zwiększenia potencjału tej formy współpracy przez zaproponowanie konkretnych rozwiązań uczestnikom porozumienia klastra energii. Przyjęto także założenie o potrzebie zapewnienia lokalnego działania i lokalnych korzyści w wyniku działalności energetycznej prowadzonej w formule klastra.

W zakresie definicji klastra zmiany mają charakter zarówno merytoryczny, jak i redakcyjny.

Katalog uczestników takiego porozumienia jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Dzięki powyższemu rozwiązaniu, stroną porozumienia klastra energii będą mogły zostać spółki osobowe, czego nie przewiduje obecny stan prawny. Istniejące ograniczenie stanowiło barierę rozwoju i wymaga korekty regulacyjnej.

W projektowanej definicji klastra energii wprowadzono wymóg, aby stroną porozumienia była przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego, lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Powyższe rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że klaster energii przyniesie również korzyści lokalne, a także będzie sprzyjać współpracy między klastrem a samorządem lokalnym.

Podmiotami, które ze względu na udział jednostek samorządu terytorialnego w strukturze są naturalnie predestynowane do wspierania inicjowania i rozwoju klastrów energii są związki lub stowarzyszenia jednostek samorządu terytorialnego. Zaangażowanie tych podmiotów, mimo braku możliwości formalnego członkostwa w klastrze, jest szczególnie istotne w kontekście możliwości wykorzystania dotychczasowego dorobku tych struktur w zakresie rozwoju energetyki lokalnej i zaangażowania na rzecz rozwoju klastrów energii.

Ponadto zakres przedmiotowy działalności klastra uzupełniono o magazynowanie energii. Dodano także cele działalności klastra, jakimi są zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Cele gospodarcze, społeczne lub środowiskowe są celami, jakie przewiduje dla obywatelskich społeczności energetycznych dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, z późn. zm.). Również REDII określa cele społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej jako przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych. Mimo, że klaster energii nie jest wdrożeniem przepisów tych dyrektyw, to jednak wpisuje się w lokalny wymiar działania społeczności energetycznych, jaki podkreślają obie dyrektywy UE. Powyższe zmiany wpisują się także w realizację zadań gminy związanych z planowaniem i organizacją zaopatrzenia

w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na jej obszarze, określonych w art. 18 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Drugim modelem działania klastra energii jest zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. W efekcie współpracy klastra energii z OSD nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze działalności kooperatywy. Rozwojowi tej aktywności będzie sprzyjał dedykowany klastrom energii system wsparcia.

W ramach zmian legislacyjnych zrezygnowano także z dotychczasowej formuły „cywilnoprawnego porozumienia", aby zastąpić je bardziej spójnym pojęciem „porozumienia", które oddaje istotę współpracy między podmiotami prywatnymi i publicznymi. Usunięto także przykładowy katalog podmiotów, które mogą być stronami tego porozumienia, ponieważ ma ono charakter otwarty.

**Obszar działania klastra energii**

Z dotychczasowej definicji klastra energii wyłączono do przepisów materialnych warunek terytorialności. Proponuje się, aby działalność w ramach klastra energii mogła być prowadzona na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Jest to uzasadnione z uwagi na ryzyko ewentualnego podejmowania prób tworzenia klastrów energii na terenach gmin znacznie oddalonych od siebie, co byłoby sprzeczne z zasadą lokalnego działania klastra energii. Ponadto, klaster energii powinien obejmować zwarty terytorialnie obszar, działając w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową.

Powyższe było również uzasadnieniem dla dodania przepisu, który określa, że klaster energii działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Podobne rozwiązanie jest przewidziane w przepisach ustawy w odniesieniu do obszaru działania spółdzielni energetycznej (art. 38c ust. 1 ustawy).

**Porozumienie o utworzeniu klastra energii**

W zakresie porozumienia klastra energii wprowadzono m.in. wymóg zawarcia go w formie pisemnej pod rygorem nieważności oraz wskazano na kluczowe postanowienia, które porozumienie powinno zawierać. Należą do nich m.in. prawa i obowiązki stron porozumienia klastra energii, działalność, jaka jest przedmiotem współpracy, a także określenie koordynatora

klastra energii oraz jego praw i obowiązków. Koordynator nie musi być stroną tego porozumienia.

Wprowadzono także przepis dotyczący umieszczania w treści porozumienia zobowiązania do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra energii upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia. Powyższa zmiana wynika z konieczności dostosowania przepisów do wejścia w życie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) oraz umożliwienia koordynatorowi pozyskiwania danych do sprawozdań rocznych do Prezesa URE. W celu zapewnienia zgodności projektowanych przepisów z CSIRE został ustalony termin wejścia w życie regulacji klastrowych na dzień 1 stycznia 2024 r. (przepisy ogólne) oraz dzień 2 lipca 2024 r. (przepisy dot. systemu wsparcia i jego rozliczanie). Odpowiada to dwóm etapom działalności klastrów: fazie organizacyjnej oraz faktycznej działalności.

**Rejestr klastrów energii**

Projekt wprowadza rejestr klastrów energii, który będzie prowadzony przez Prezesa URE. Rejestr jest jawny i prowadzony w postaci elektronicznej. Określono zasady funkcjonowania rejestru klastrów energii, w tym rodzaju umieszczanych w nim informacji, zasady składania wniosku o wpis do rejestru, zawartości tego wniosku, wymaganych danych i załączników.

Wniosek o wpis do rejestru składa koordynator klastra energii. Prezes URE dokonuje wpisu w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku. Wpis do rejestru jest dobrowolny, jednak uzyskanie wpisu umożliwia – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści z zaprojektowanego dla klastrów energii systemu wsparcia.

Koordynator klastra energii, który jest wpisany do rejestru, będzie obowiązany do sporządzenia rocznego sprawozdania zawierającego m.in. dane o ilości energii wytworzonej przez strony porozumienia klastra energii, w tym ilości energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii należących do członków klastra energii. Koordynator klastra energii będzie przekazywać Prezesowi URE sprawozdanie w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie.

Ponadto, uregulowano postępowanie w przypadku wniosku o zmianę wpisu, a także określono przesłanki, które mogą być podstawą do nałożenia kary administracyjnej w przypadku, gdy koordynator klastra energii nie przekaże sprawozdania w terminie lub przekaże sprawozdanie niepełne. Kara będzie nakładana w sytuacji, gdy po wezwaniu Prezesa URE do złożenia sprawozdania albo uzupełnienia sprawozdania, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, koordynator klastra energii nie przedłoży wymaganych dokumentów. Przy czym, w przypadku wezwania do uzupełnienia, Prezes URE wskaże braki podlegające uzupełnieniu. Przy projektowaniu tego przepisu kierowano się założeniem, że kara powinna mieć charakter prewencyjny, dlatego też uzależniono jej wysokość od łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych OZE działających w ramach klastra energii, która zgodnie z wymogami systemu wsparcia nie przekracza 150 MW energii elektrycznej. Wysokość kary została zaproponowana zgodnie z już istniejącą zasadą, dotyczącą kary za niezłożenie sprawozdania w przypadku małych instalacji odnawialnych źródeł energii (1000 zł dla instalacji do 1 MW mocy zainstalowanej). Zatem, za każdy MW łącznej mocy zainstalowanych instalacji wytwórczych Prezes URE będzie mógł nałożyć karę w wysokości 1000 zł. Zgodnie z takim podejściem, na klaster dysponujący mocą np. 10 MW, w przypadku ww. niedopełnienia obowiązku, będzie mogła być nałożona kara w wysokości 10 000 zł.

Koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE będzie pokrywać operator rozliczeń energii odnawialnej ze środków opłaty OZE, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

**Współpraca klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej**

Projekt wprowadza propozycje przepisów zawierających zasady współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji, ze wszystkim stronami porozumienia klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji;
2) świadczenia usług dystrybucji, w przypadku ustania bycia stroną porozumienia klastra energii.

Analogicznie sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca wybrany, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy kompleksowe, ze wszystkimi członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji;
2) świadczenia usług dystrybucji, w przypadku ustania bycia członkiem klastra energii.

Operator systemu dystrybucyjnego instaluje także każdej ze stron porozumienia klastra energii, która nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych zgodnie z zasadą, że ich ilość nie może być mniejsza niż 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora. Reguła ta ma dwa uzasadnienia. Po pierwsze, ma zapewnić minimalną liczbę zainstalowanych liczników zdalnego odczytu rocznie. Oszacowano, że zabezpieczone zostanie opomiarowanie 75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD oraz m.in. 10 000 liczników zdalnego odczytu rocznie na obszarze działania 5 głównych OSD w Polsce. Jako regulację zabezpieczającą, na wypadek potrzeby opomiarowania większej liczby punktów poboru energii, wprowadzono zasadę, że do czasu instalacji licznika zdalnego odczytu operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego instaluje układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy – Prawo energetyczne, który umożliwi przeprowadzanie rozliczeń przewidzianych dla klastrów w projekcie. Drugie uzasadnienie to umożliwienie OSD przygotowania analizy, organizacji przetargów i alokacji instalacji liczników zdalnego odczytu wraz z systemem łączności na danym obszarze, co dodatkowo wymaga dłuższego okresu *vacatio legis* regulacji klastrowych, w związku z toczącym się równolegle procesem instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem przewidzianym w ustawie – Prawo energetyczne.

Koordynator klastra energii będzie otrzymywał dane pomiarowe od Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem CSIRE. Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.) z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Regulacja dotycząca przekazywania danych koordynatorowi klastra wejdzie w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

**System wsparcia dla klastrów**

System wsparcia odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego.

W tym zakresie wprowadzono zwolnienie z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia i świadectwami efektywności energetycznej.

Mechanizm wsparcia ma charakter czasowy. Będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do dnia 31 grudnia 2026 r. Będzie wymagane, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 150 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto łączna moc magazynów energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od dnia 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 150 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto będzie konieczne posiadanie łącznej mocy magazynów energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Przewidziane zostały również dodatkowe korzyści w odniesieniu do kosztów usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej, uzależnione od spełnienia warunków w zakresie osiągnięcia odpowiedniego poziomu zużycia własnego dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Wysokość współczynnika wysokości kosztów została powiązana z poziomem zużycia własnego i wynosi on maksymalnie 75% wartości kosztów. Koszty naliczania wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji stanowią uzasadnione

koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie, w jakim nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora systemu dystrybucyjnego w następstwie spełnienia przez członka klastra energii ustawowych wymogów.

System wsparcia dla klastrów energii wejdzie w życie pod warunkiem wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym.

**Rozliczenia wsparcia**

Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy zobowiązanego lub innego sprzedawcy.

Wraz z wnioskiem do sprzedawcy zobowiązanego lub innego sprzedawcy koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi stronami porozumienia klastra energii (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy ze stronami porozumienia klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku. Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem CSIRE, dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w rozliczeniach ze stronami porozumienia klastra energii, którzy korzystają ze zwolnień z opłat w okresie do dnia 31 grudnia 2029 r., uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji zasady naliczania składników opłat, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

## 3. Transpozycja REDII

### 3.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 REDII)

Dyrektywa nakłada na państwa członkowskie UE obowiązek realizacji celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w tym sektorze orientacyjnie o 1,1 punktu procentowego lub 1,3 punktu procentowego, w przypadku gdy cel będzie realizowany z uwzględnieniem wykorzystania ciepła odpadowego. Analizy przygotowane w trakcie tworzenia Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 wykazały, że

osiągnięcie tempa rozwoju OZE w polskim ciepłownictwie zaproponowane w dyrektywie jest możliwe jedynie w przypadku zaangażowania znacznych środków finansowych umożliwiających gruntowną modernizację istniejącego majątku wytwórczego ciepłowni, opartych obecnie w przeważającym zakresie na węglu. Konieczność modernizacji majątku wytwórczego i budowy nowych źródeł wytwarzających ciepło z OZE, tworzy również ryzyko pułapki cenowej, w której koszty inwestycji w nowy majątek będą powodować zmniejszenie popytu na ciepło systemowe, zaś brak woli przyłączania się przez odbiorców do sieci ciepłowniczej będzie stanowić zagrożenie dla realizacji celów w zakresie czystego powietrza. Istnieją już programy, które mają szczególną rolę w finansowaniu majątku sieciowego, np. mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Inwestycje w zakresie wytwarzania ciepła z OZE, mogą korzystać również z przyszłych programów finansowych na zasadach ogólnych, takich jak Fundusz Modernizacyjny. Brak jest jednak rozwiązań regulacyjnych, które byłyby nakierowane bezpośrednio na wspieranie przedsiębiorstw energetycznych w realizacji przedsięwzięć, mających na celu rozwój odnawialnych źródeł energii w ramach inwestycji w majątek wytwórczy, w sposób pozwalający na osiągnięcie celu OZE w ciepłownictwie. Dla osiągnięcia planowanego celu OZE w sektorze ciepłownictwa jest zatem niezbędne wprowadzenie takich środków.

Oczekiwanym rezultatem, zarówno nałożonego w art. 116 ust. 1 zmienianej ustawy obowiązku zakupu ciepła lub chłodu wytworzonego w przyłączonych do sieci ciepłowniczej instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i w zakresie ciepła odpadowego, jak i nałożonego w art. 116 ust. 2 tej ustawy obowiązku wyrażenia zgody na przyłączenie tych instalacji do sieci ciepłowniczej, jest zwiększony udział ciepła lub chłodu z wyszczególnionych instalacji.

Uważa się, że przez staranne działania państwa polskiego zwiększy się udział ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii w sieciach ciepłowniczych.

Przykładowym działaniem obiektywnie ukierunkowanym na zwiększenie udziału ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii jest zmiana rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 718, z późń. zm.) dokonana rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2021 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 37) w zakresie profitów, które mogą uzyskać przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonujące w efektywnym systemie ciepłowniczym z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii:

1) § 26 ust. 2 pkt 4 – „Uzasadniona wysokość zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło powinna być

odpowiednia do rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej i ponoszonego w związku z tym ryzyka, a przy jej określaniu należy w szczególności uwzględnić oszczędności wynikające z wielkości emisji dwutlenku węgla, której udało się uniknąć lub którą udało się zredukować w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy w wyniku przeprowadzonych inwestycji w nowe lub znacząco zmodernizowane jednostki wytwórcze, sieci ciepłownicze lub infrastrukturę po stronie odbiorców końcowych, powiększając stopę zwrotu z kapitału o 1 punkt procentowy za każde 25% redukcji w przeliczeniu na jednostkę ciepła dostarczonego do odbiorców;";

2) § 11 w ust. 5 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf od dnia 1 stycznia 2028 r. dla ciepła na bazie kosztów przedsiębiorstw energetycznych określonych w ust. 7, tj. funkcjonujących w systemie ciepłowniczym, który spełnia łącznie warunki:
   a) jest efektywny energetycznie w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy,
   b) wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej określony dla tego systemu ciepłowniczego zgodnie z metodyką wyznaczania wskaźników nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej jest niższy od 0,65;
3) § 13 ust. 11 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf w sposób uproszczony dla przedsiębiorstw energetycznych określonych w § 11 ust. 7 (cytowanym powyżej).

Należy też uwzględnić kierunkowe działania obiektywnie mogące osiągnąć wskazane w art. 23 dyrektywy wielkości, przez projektowane przepisy wprowadzane projektem:

1) art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne uwzględnia w zwrocie z kapitału: „pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;";
2) art. 47 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne: Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, tj.:

a) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8,
b) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 60 % ciepło z odnawialnych źródeł energii

– nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

**Propozycje zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii**

Przepis art. 1 projektu wprowadza zmiany w ustawie, dotyczące m.in. obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE, jak również gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a także poniżej opisanych mechanizmów dających bodźce do tworzenia infrastruktury wytwarzania ciepła z OZE.

**Obowiązek przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE**

Zmiana w zakresie art. 116 ust. 1 ustawy OZE ma na celu implementację wymogu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b dyrektywy w zakresie nałożenia na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązku zakupu ciepła wytwarzanego z instalacji odnawialnego źródła energii, w tym instalacji termicznego przekształcania odpadów. Dotychczasowe brzmienie omawianego przepisu wykluczało z obowiązku zakupu ciepło wytwarzane w instalacjach spalania wielopaliwowego, o ile nie było to ciepło użytkowe wytworzone w wysokosprawnej kogeneracji. Wskazany wyżej przepis dyrektywy nie przewiduje takiego wyłączenia, ustanawiając ogólny obowiązek zakupu ciepła wytworzonego ze źródeł odnawialnych. Proponuje się także objęcie obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego, niezależnie od realizacji przez Polskę celu wynikającego z art. 23 ust. 1 REDII na poziomie 1,1% jako państwo członkowskie, w którym nie wykorzystuje się ciepła odpadowego. Taki obowiązek daje możliwość zagospodarowania ciepła odpadowego.

Dodane przepisy art. 116 w ust. 1a i1b, uszczegółowiają podejście do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła. Projektowane przepisy implementują metodologię wyliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych, wytworzonej przez pompy ciepła przez wychwytywanie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, zawartą w załączniku VII do dyrektywy.

Zmiany w zakresie art. 116 ust. 2–2b dostosowują zakres przedmiotowego obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej instalacji odnawialnego źródła energii do zakresu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b dyrektywy, przez uwzględnienie instalacji spalania wielopaliwowego innych niż instalacje wysokosprawnej kogeneracji (analogicznie jak w przypadku obowiązku zakupu ciepła z OZE). Proponowany art. 116 ust. 2a stanowi z kolei implementację wymogu wynikającego z akapitu drugiego art. 24 ust. 5 dyrektywy w zakresie powiadomienia o warunkach, które należałoby spełnić i środkach, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii. W pozostałym zakresie implementacja powyższego przepisu dyrektywy jest zapewniona przez normę wynikającą z art. 7 ust. 1 *in fine* ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Zgodnie z § 5 ust. 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz. U. poz. 1084), wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. poz. 92) określa w § 6 zasady przyłączania do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła, w tym źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii.

Projekt przewiduje w delegacji do wydania rozporządzenia, zawartej w art. 116 ust. 5 ustawy OZE, określenie sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Proponowany art. 116 ust. 2b ustawy OZE stanowi implementację art. 24 ust. 6 dyrektywy w zakresie możliwości zwolnienia z obowiązku przyłączania i zakupu ciepła pochodzącego z odnawialnych źródeł energii przez przedsiębiorstwa działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym lub stanie się takim systemem zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w części dotyczącej uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

**Gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii**

Projektowane przepisy art. 120–125a ustawy OZE implementują do krajowego porządku prawnego art. 19 dyrektywy, przez wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Stosownie do wymogów art. 19 ust. 1 dyrektywy, gwarancja pochodzenia ciepła albo chłodu ma być jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość ciepła albo chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancje mogą być wydawane w odniesieniu do ciepła albo chłodu wprowadzonego odpowiednio do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej. Gwarancje są zbywalne. Nie wynikają z nich jednak prawa majątkowe.

**Pozostałe przepisy zmieniające ustawę OZE**

Zmiany w art. 131 ustawy OZE zakładają poszerzenie informacji zawartych w elektronicznej bazie danych wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, tworzonej i udostępnianej w Biuletynie Informacji Publicznej przez Prezesa URE, o informacje dotyczące energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ciepłownictwa, tj. mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa

URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła, ilości ciepła wytworzonego ze źródeł odnawialnych w instalacjach odnawialnego źródła energii, objętego sprawozdaniami o których mowa w art. 7c ustawy – Prawo energetyczne oraz liczbie wydanych gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu dla ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii, na które zostały one wydane.

**Propozycje zmian ustawy– Prawo energetyczne**

Art. 3 projektu wprowadza zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie m.in. obowiązku przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej, prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej, obowiązku publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym, jak również obowiązku przedstawiania przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, sprawozdań Prezesowi URE. Wprowadzane przepisy mają również zachęcać do inwestycji w infrastrukturę ciepłowniczą, w szczególności w źródła ciepła stanowiące odnawialne źródła energii.

**Obowiązek przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej oraz prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej**

Celem proponowanych zmian w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz dodawanych w art. 7b ust. 3c–3g tej ustawy jest uregulowanie obowiązku przyłączania oraz prawa do odłączenia od systemu ciepłowniczego w sposób symetryczny. Przy czym utrzymuje się zakres obowiązku przyłączenia w tym sensie, że w dalszym ciągu będzie on dotyczył każdego systemu ciepłowniczego. Z kolei prawo do odłączenia, zgodnie z art. 24 ust. 2 dyrektywy, będzie dotyczyć jedynie systemu ciepłowniczego, który nie jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym oraz nie stanie się takim systemem do końca 2025 r. Ponadto, przesłanki znoszące obowiązek przyłączenia zostały zmodyfikowane w taki sposób, aby uwzględniały wynikający ze wskazanego wyżej przepisu art. 24 ust. 2 dyrektywy przypadek samodzielnego wytwarzania ciepła ze źródeł odnawialnych. Przyjęto przy tym, że z uwagi na wynikającą z art. 24 ust. 3 dyrektywy, możliwość ograniczenia okoliczności, w których odbiorca może się odłączyć od sieci ciepłowniczej, do sytuacji, w której następuje znacząca poprawa efektywności energetycznej, prawo do odłączenia się będzie przysługiwało

w przypadku, gdy jest planowane dostarczenie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie spełniającym wymogi w zakresie nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej oraz udziału ciepła wytworzonego z OZE, a także pod warunkiem nieprzyczyniania się do wzrostu tzw. niskiej emisji, przez odwołanie do wymogów dla urządzeń, które będą wykorzystywane do dostarczania ciepła do danego obiektu, które to wymogi (zwłaszcza w zakresie dopuszczalnych limitów i norm emisji) zostaną określone w akcie wykonawczym. W proponowanym art. 7b ust. 3c–3g ustawy – Prawo energetyczne wskazano zasady weryfikowania spełnienia kryteriów określonych w ust. 3.

Przepisy art. 7b ust. 3c–3g ustawy – Prawo energetyczne, dokonują transpozycji art. 24 ust. 2 akapit drugi dyrektywy, w zakresie konieczności pokrycia przez odłączającego się odbiorcę kosztów poniesionych bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

**Obowiązek publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym**

Po ust. 4 dodaje się ust. 5–8, które mają umożliwić monitoring udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, a także wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

Proponowane przepisy art. 7b ust. 5 i 6 ustawy – Prawo energetyczne służą implementacji do krajowego porządku prawnego obowiązków informacyjnych, przewidzianych w art. 23 ust. 6 oraz w art. 24 ust. 1 dyrektywy. Dyrektywa wymaga, aby odbiorcy końcowi otrzymywali informacje na temat efektywności energetycznej i udziału energii odnawialnej w ich systemach ciepłowniczych i chłodniczych. W związku z powyższym, projektowane zmiany przewidują, że przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła będą publikować na swoich stronach internetowych procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii wraz z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku

kalendarzowym, oraz sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, a także wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. W celu zapewnienia danych niezbędnych do przygotowania informacji, art. 7b ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne zakłada, że przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5, w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku, za rok poprzedni.

**Obowiązek przedstawiania przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, sprawozdań Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii**

Proponowany art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne nakłada także na dystrybutora ciepła obowiązek sprawozdawczy, w zakresie procentowego udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, oraz sumy końcowego zużycia energii cieplnej brutto, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii wraz z podaniem rodzaju tego źródła i ciepła odpadowego. Dane przekazywane w ramach powyższego obowiązku Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, po odpowiedniej agregacji, mogą służyć ministrowi właściwemu do spraw energii do oceny postępów realizacji krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie.

**Obowiązek sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego**

Proponowany art. 10d ustawy – Prawo energetyczne implementuje obowiązki przewidziane w art. 24 ust. 8 dyrektywy. Na jego podstawie OSD elektroenergetycznego dokonuje oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie świadczenia usług systemowych, udostępnienia instalacji zarządzania popytem, magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego. Może to dotyczyć np. wykorzystania przez urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu,

przyłączone do sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, nadwyżek energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym do produkcji ciepła lub chłodu, bądź świadczenia usług zarządzania popytem, np. typu Demand Side Response (DSR), przy użyciu urządzeń lub instalacji do odbioru ciepła lub chłodu. Mechanizm ten może służyć zatem integracji sektorów elektroenergetycznego oraz ciepłownictwa i chłodnictwa.

**Zagwarantowany poziom zwrotu z kapitału w zakresie źródeł i infrastruktury OZE oraz odnawialnych źródeł ciepła**

Przez dodanie w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne nowego punktu 1b motywuje się przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej. Przepis ma wspomóc osiągnięcie celu zwiększenia udziału ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego w ogólnym bilansie dostawy ciepła do odbiorców.

Symulacja zmian obciążeń odbiorców ciepła w ostatnio zatwierdzonych przez Prezesa URE 10 taryfach dla ciepła wytwórców, dokonana przy założeniu inwestycji w kocioł na biomasę o mocy 5 MW i skutkująca uwzględnieniem 7% zwrotu z kapitału, wskazywała na niewielki wzrost średniej ceny wytwarzania ciepła na poziomie 0,65–3,18%. Taki wzrost średniej ceny ciepła przekładał się na wzrost obciążeń odbiorców w zakresie 0,46–2,23%. Natomiast prognozowany dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla wykazało zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału.

**Zwolnienie z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE taryf dla ciepła z małych źródeł OZE**

Dodanie w art. 47 po ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne nowego ust. 1c również powinno motywować do inwestycji w małe źródła ciepła będące źródłami OZE, które będą wspomagać zwiększenie udziału ciepła ze źródeł niskoemisyjnych.

**Możliwość jednorazowego odstąpienia od kształtowania taryf dla ciepła z kogeneracji w sposób uproszczony i kalkulacji ich na podstawie kosztów**

Dodanie w art. 47 po ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne nowego ust. $2f^1$ pozwoli na faktyczne uwzględnienie kosztów będących kosztami uzasadnionymi prowadzenia działalności gospodarczej wytwarzania ciepła w kogeneracji, wraz z uzasadnioną wielkością zwrotu z kapitału, co przy aktualnie dynamicznym wzroście opłat związanych z uprawnieniami

do emisji oraz niestabilnymi cenami paliw jest przenoszone w średnich cenach ciepła stosowanych w taryfach kształtowanych w sposób uproszczony – z dużą inercją. Zmiana pozwoli na poprawę płynności przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w kogeneracji.

### 3.2. **Gwarancje pochodzenia (art. 19 REDII)**

Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy OZE gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie REDII wymaga dokonania zmian przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, a więc gwarancji pochodzenia. Z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu zmiany mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji – będąc rodzajem alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.

Oprócz kwestii wdrożenia REDII, modyfikacja przepisów odpowiedzialnych za funkcjonowanie gwarancji pochodzenia ma na celu również przygotowanie właściwych regulacji, które umożliwią przystąpienie polskiego organu wydającego gwarancje pochodzenia, do międzynarodowego stowarzyszenia Association of Issuing Bodies, zwanego dalej „AiB".

**Przepisy ogólne dotyczące gwarancje pochodzenia – ustawa OZE**

W art. 1 ustawy OZE dokonano zmiany brzmienia pkt 3, który to w przedmiot regulacji ustawy OZE wpisuje zasady wydawania gwarancji pochodzenia. Jednocześnie, rozszerza się możliwość wydania gwarancji pochodzenia na takie rodzaje i nośniki energii, jak: biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy. Uzasadnieniem tej zmiany jest fakt, że REDII stanowi o powinności rozszerzenia gwarancji pochodzenia, które są obecnie stosowane do odnawialnej energii elektrycznej, na inne rodzaje i nośniki energii, jakimi są m.in. biometan, wodór odnawialny, biogaz, biogaz rolniczy, czy też ciepło albo chłód.

Zmiany mają na celu rozszerzenie funkcjonalności związanych z obrotem gwarancjami pochodzenia, zarówno w obszarze rynku lokalnego, jak i realizowanej wymiany transgranicznej. Proponowane zmiany wprowadzają przepisy ukierunkowane na dostosowanie polskiego systemu gwarancji pochodzenia do norm obowiązujących w ramach państw zrzeszonych w Unii Europejskiej i stosowanych tam standardów. Wzmocnienie narzędzi wykorzystywanych w ramach systemu gwarancji pochodzenia oraz dalsze usprawnienie obrotu tymi gwarancjami na arenie międzynarodowej pozwoli na optymalizację przychodów wytwórców, bazując na dobrowolnym wsparciu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez odbiorców energii.

Nowelizacja będzie stanowić spójne i przejrzyste włączenie wodoru odnawialnego do systemu gwarancji dla innych nośników energii oraz ułatwi rozwój handlu transgranicznego wodorem odnawialnym. W tym celu zaproponowano nie tylko wprowadzenie definicji wodoru odnawialnego, jak również zmianę w definicji instalacji odnawialnego źródła energii. W przepisach także przyjęto, że w pojęciu wytwarzania wodoru odnawialnego, mieści się także jego uzyskiwanie w procesie elektrolizy. Uzupełniono również wspomnianą definicję pojęcia instalacji odnawialnego źródła energii o możliwość jej połączenia z instalacją magazynową w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne, wykorzystywaną do magazynowania wodoru odnawialnego.

Wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla wodoru odnawialnego jest częścią kompleksowego pakietu zmian legislacyjnych określonych w strategicznym dokumencie pn. Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW). Ich uregulowanie należy do najistotniejszych działań planowanych przez Rząd RP w celu realizacji PSW i ma na celu nie tylko usunięcie barier dla rozwoju rynku wodoru odnawialnego oraz zachęcenie do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE na potrzeby elektrolizy, ale przede wszystkim na stworzeniu polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz utrzymaniu konkurencyjności polskiej gospodarki w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

**Szczegółowe zmiany w ramach rozdziału 5 – Gwarancje pochodzenia**

**Zmiana zakresu objętego gwarancjami pochodzenia**

Zmiany w art. 120 ust. 1 ustawy OZE są konsekwencją rozszerzenia grupy rodzajów oraz nośników energii, na które jest wydawana gwarancja pochodzenia. Co więcej zdecydowano się na zrezygnowanie z poświadczenia gwarancjami pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z unikniętej emisji gazów cieplarnianych. Zmiana ta wynika z implementacji art. 2 pkt 12 REDII, który zawiera definicję gwarancji pochodzenia. Zgodnie z

nią, gwarancją pochodzenia jest elektroniczny dokument, który służy wyłącznie jako dowód dla odbiorcy końcowego, że dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych. Definicja zawarta w art. 120 ust. 1 ustawy OZE jest bardziej rozbudowana i w zakresie poświadczenia przez gwarancje pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z uniknięte j emisji gazów cieplarnianych wykracza poza zakres obligatoryjnych elementów określonych w dyrektywie.

REDII wskazuje, że państwo członkowskie UE musi zapewnić należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia, jeżeli chce, aby wytwórca korzystał zarówno z systemu gwarancji pochodzenia, jak i mechanizmów wsparcia. Zgodnie z tym, dodanie ust. 4 do art. 120 ustawy OZE ma za zadanie wyjaśnić, że możliwe jest, aby wytwórca energii ze źródeł odnawialnych, po spełnieniu szeregu wymagań zawartych w rozdziale 5 ustawy, mógł starać się zarówno o wydanie gwarancji pochodzenia, jak również korzystać z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii, o których mowa w rozdziale 4 ustawy OZE. Stan prawny obecnie również umożliwia takim wytwórcom korzystanie z tych dwóch systemów, niemniej jednak wydaje się, że ta materia nie została właściwie uszczegółowiona w przepisach ustawowych. Uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia w takich systemach wsparcia jak system aukcyjny, czy też system świadectw pochodzenia, tzw. zielonych certyfikatów, nie wymaga żadnych szczegółowych regulacji prawnych. Wynika to wprost z regulacji zawartych w REDII, w których uznaje się, że wartość rynkowa gwarancji pochodzenia zostaje należycie uwzględniona gdy wsparcie finansowe jest przyznawane w tożsamych do powyższych systemach.

Co zaś się tyczy systemów wsparcia opartych o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, należy uznać, że rynkowa wartość gwarancji pochodzenia zostanie określona jako jeden z parametrów ekonomicznego funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii. Należy w tym miejscu jednoznacznie podkreślić, że zgodnie z obecnym stanem prawnym, wytwórca, który korzysta z systemu wsparcia opartego o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, nie ma możliwości wygenerować przychodu, w którym uzyska za sprzedaż 1 MWh kwotę większą niż równowartość 100% ceny referencyjnej dla danej technologii (nadwsparcia), nawet jeżeli zostanie doliczony do tego przychód wynikający z tytułu funkcjonowania w rejestrze gwarancji pochodzenia. Dla obu systemów bowiem, zgodnie z przepisami art. 70a ust. 1 i 2 w związku z art. 70e ustawy OZE, poziom wsparcia wynosi odpowiednio 95 i 90 procent ceny referencyjnej. Niemniej jednak, ze względu na zmianę wartości gwarancji pochodzenia, zadaniem Ministra Klimatu i Środowiska jest

monitorowanie rynku gwarancji pochodzenia, m.in. przez analizę danych w tym zakresie przekazanych w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE na dany rok.

Projektowany art. 120 ust. 5 ustawy OZE stanowi o momencie wprowadzenia energii w inne miejsce niż sieć. Dodanie tego przepisu jest uzasadnione m.in. zmianą w ust. 1, który umożliwia wydanie gwarancji pochodzenia dla rodzaju lub nośnika energii, który nie został wprowadzony do sieci. Celem tej zmiany jest również zaadresowanie kwestii rozszerzenia obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są: biometan, wodór odnawialny, biogaz, biogaz rolniczy, czy też ciepło albo chłód. W takim przypadku projekt, w art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE, dopuszcza umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia takiemu wytwórcy, o ile wytwórca dostarcza energię za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

W projektowanym art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE *in fine* został określony szczególny przypadek, gdy wprowadzenie energii elektrycznej następuje w momencie dostarczenia wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan. Punkt ten adresuje sytuację, w której wytwórca posiada instalację odnawialnego źródła energii, która produkuje energię elektryczną, a także posiada bezpośrednio przyłączoną do niej instalację wytwarzającą wodór odnawialny z tej energii elektrycznej z zastosowaniem procesu elektrolizy. Jeżeli ta instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną nie jest podłączona do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz nie korzysta z linii bezpośredniej, przepisy ustawy uniemożliwiłyby jej uzyskanie gwarancji pochodzenia, co w następstwie doprowadzałoby do sytuacji, w której pochodny nośnik energii, jakim jest wodór odnawialny, nie mógłby poświadczyć odbiorcy końcowemu wartości środowiskowych wynikających z jego wyprodukowania. Ze względu na podobną charakterystykę w tym obszarze, analogiczne wyjaśnienie ma również zastosowanie do nośnika, jakim jest biometan. W pkt 2 oraz pkt 3, w związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki, wyjaśnia się, że ze względu na charakterystykę biometanu, biogazu, biogazu rolniczego, jak i wodoru odnawialnego mogą one zostać transportowane zaraz po wytworzeniu – za pomocą m.in. transportu kołowego lub kolejowego. Dla biometanu, w przypadku braku konieczności jego transportowania, szczególnym przykładem będzie wprowadzenie go do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. Niezaadresowanie tej kwestii w przepisach ustawowych stanowiłoby istotne wyłączenie dla tych technologii ze względu na fakt, że wodór odnawialny na obecnym etapie rozwoju rynku w dużej mierze będzie transportowany poza siecią gazową. W ostatnim czasie Ministerstwo

Klimatu i Środowiska obserwuje również wzrost zainteresowania takimi rodzajami transportu w odniesieniu do biometanu.

Jeżeli chodzi o rodzaje lub nośniki energii, które są wprowadzane do sieci, w tym zakresie dla energii elektrycznej określenie sposobu wprowadzenia do sieci nie zmienia się, gdyż opiera się tak samo jak wcześniej na wprowadzeniu do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Analogicznie tyczy się to nowych rodzajów lub nośników energii. Czyli w przypadku biometanu oraz wodoru odnawialnego właściwa będzie sieć gazowa, a dla ciepła lub chłodu będzie to sieć ciepłownicza lub chłodnicza. W związku z faktem, że z uwagi na techniczne aspekty funkcjonowania tych sieci, wynikające z innych przepisów, ustawodawca nie zdecydował się na doprecyzowanie tej kwestii w ustawie. Przez dodanie art. 120 ust. 6 do ustawy OZE wyjątkowo dopuszcza się (tylko dla celów wydania gwarancji pochodzenia) określenie ilości energii elektrycznej proporcjonalne, na podstawie danych układów pomiarowo-rozliczeniowych znajdujących się w instalacji odnawialnego źródła energii, czyli na zaciskach generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego. Zmiana ma na celu umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia na poszczególną instalację, a nie tylko dla grupy instalacji wspólnie opomiarowanych na poziomie wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.

W związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny, czy też ciepło albo chłód, przepisy ustawowe powinny w sposób wyczerpujący wskazać możliwości wydania gwarancji pochodzenia w sytuacji, kiedy dochodzi do konwersji energetycznej, co zostało zaadresowane w szczególności w art. 120 ust. 7 ustawy OZE. Należy podkreślić, że gwarancja pochodzenia poświadcza odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające przede wszystkim z faktu, że energia została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Energia ta może podlegać kilku procesom technologicznym, skutkiem czego będzie powstanie nowego rodzaju lub nośnika energii. Ważne jest, aby odbiorca końcowy miał pewność, że na każdym etapie procesu technologicznego, który skutkował powstaniem nowego rodzaju lub nośnika energii, energia ta była energią ze źródeł odnawialnych wytworzoną w instalacji odnawialnego źródła energii. Dlatego też dodaje się obowiązek wydania gwarancji pochodzenia na każdy rodzaj lub nośnik energii będący obecnym w każdym etapie konwersji energetycznej (dla pierwotnych oraz pochodnych rodzajów lub nośników energii). Kwestia właściwego zaadresowania

konwersji energetycznej jest kluczowa z perspektywy uzgodnienia polskiego prawodawstwa z normą CEN – EN 16325, a co za tym idzie członkostwa w AiB.

Wprowadzany art. 120 ust. 8 ustawy OZE adresuje szczególną sytuację, w której wytwórca energii z OZE dokonuje sam procesu konwersji energetycznej. Przypadek taki może nastąpić kiedy wytwórca posiada zarówno instalację OZE (np. instalację wiatrową), która wytwarza energię elektryczną, jak i również instalację, która dokonuje procesu konwersji energii (np. instalację wyposażoną w elektrolizer, który za pomocą procesów technologicznych konwertuje energię elektryczną w wodór odnawialny). W takim przypadku wytwórca najpierw składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia na energię elektryczną wyprodukowaną z instalacji wiatrowej i umarza „na siebie" gwarancje pochodzenia w celu dokonania konwersji, a następnie składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia wodoru odnawialnego, dołączając informacje o gwarancji pochodzenia wydanej dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii. Wytwórca zawsze musi poświadczyć gwarancją pochodzenia, że pierwotny rodzaj lub nośnik energii był wyprodukowany z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencją tego jest potrzeba umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej na cele konwersji energetycznej „na siebie". W ten sposób wykazuje się, że dana ilość energii została wytworzona wyłącznie w celu dokonania konwersji i z punktu widzenia systemu gwarancji pochodzenia nie może ona zostać zużyta na inne potrzeby. Co więcej, wyjaśnia się, że potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia jest dokumentem wydawanym w formie określonej przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy OZE. W tym zakresie podkreśla się potrzebę niezwłocznego umorzenia takiej gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym nastąpił obowiązek wydania gwarancji pochodzenia na pierwotny nośnik lub rodzaj energii.

Wprowadzony art. 120 ust. 9 ustawy OZE reguluje szczególną sytuacje, w której gwarancja pochodzenia jest wydawana dla biometanu (w przypadku braku konieczności jego transportowania) wprowadzonego bezpośrednio do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. W tym zakresie gwarancja pochodzenia nie może zostać przeniesiona, gdyż omawiany nośnik energii nie ma możliwości być przedmiotem konwersji energetycznej.

**Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia**

Zmiana dokonana w art. 121 ust. 1 ustawy OZE ma na celu przede wszystkim dostosowanie tego przepisu do zmian zaproponowanych w art. 120 ust. 1. Dodatkowo przepis ten wyraźnie wskazuje, że mikroinstalacje są wyłączone z systemu gwarancji pochodzenia. Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów

posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii.

W zakresie składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, ust. 2 również został dopasowany do zmian wprowadzanych w rozdziale 5 niniejszą nowelizacją. Warto zaznaczyć, że w przypadku energii elektrycznej, która korzysta z linii bezpośredniej lub zostaje dostarczona wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny czy biometan, wniosek składa się bezpośrednio do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji, zwanej dalej „jednostką akredytowaną".

Analogiczna sytuacja dotyczy wodoru odnawialnego, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego – jeżeli energia ta nie trafia do sieci gazowych. Szczególnym przypadkiem jest umożliwienie złożenia wniosku o gwarancje pochodzenia przez podmiot, który jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu. Taki podmiot, zgodnie z projektem, również składa wniosek bezpośrednio do jednostki akredytowanej. Należy zaznaczyć, że dodanie nowego obowiązku poszerzy zakres usług prowadzonych przez właściwe jednostki akredytowane. Obecnie w rejestrze gwarancji pochodzenia znajdują się 1533 podmioty (stan na dzień 9 grudnia 2022 r.). Ze względów na otworzenie się systemu gwarancji pochodzenia na zupełnie nowe podmioty, zakłada się zwiększenie częstotliwości działań takich jednostek. Należy również pamiętać, że sytuacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej przez linię bezpośrednią lub dostarczanie energii elektrycznej wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, będą miały z początku niewielkie znaczenie, ze względu na nowość tych technologii. Nie wyklucza się z kolei wzrostu zainteresowania tymi technologiami ze względu na rozwój systemu gwarancji pochodzenia.

Zmiany w zakresie samego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w art. 121 ust. 3 ustawy OZE również wynikają z projektowanych zmian rozdziału 5. Przede wszystkim, rozszerza się wniosek na pozostałe rodzaje lub nośniki energii. W pkt 4 ogranicza się okres, za który wytwórca może wystąpić o wydanie gwarancji pochodzenia, do sześciu miesięcy. Skrócenie przedmiotowego okresu ma na celu optymalizację obrotu tymi instrumentami oraz uniknięcie nadmiernego wydłużania terminów, w których mogą być one wykorzystane.

Następstwem wprowadzenia konwersji energetycznej jest również dodanie do wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia informacji o potwierdzeniu przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE umorzenia dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii, który jest wykorzystywany w procesie, o czym mowa w projektowanym art. 121 ust. 3 pkt 3.

Dodanie pkt 7 jest oczywistym następstwem rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii. Chodzi przede wszystkim o to, aby w sposób jasny zaobserwować krok po kroku ścieżkę produkcji nośnika energii, na który zostaje wystawiony wniosek. Podkreśla się, że zgodnie z wprowadzeniem procesu konwersji, nie ma jasności, czy dany nośnik energii jest nośnikiem pierwotnym energii czy nośnikiem pochodnym energii. Kompleksowe informacje zawarte we wniosku w sposób nie budzący zastrzeżeń będą wyjaśniać takie sytuacje.

Dodany w art. 121 ust. 3a ustawy OZE stanowi, czym jest łączna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód. Informacja ta jest niezbędna, aby wypełnić wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia.

W art. 121 ust. 4 ustawy OZE usunięto wyrażenie „oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia". Należy uzasadnić, że Prezes URE nie wydaje żadnych innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia, tak więc mogło to prowadzić do niewłaściwej interpretacji tego przepisu.

Zmiany brzmienia w art. 121 ust. 5 ustawy wynikają z rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na pozostałe rodzaje lub nośniki energii oraz na możliwość wydania gwarancji pochodzenia w odniesieniu do energii, która nie została przesłana do sieci. Dlatego też w właściwych przypadkach opisanych w omawianym przepisie, weryfikacji będzie dokonywać jednostka akredytowana. Dodanie tej regulacji wynika z faktu, że jak dotąd gwarancja pochodzenia była wydawana dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Biorąc pod uwagę przypadki, w których określone rodzaje lub nośniki energii nie trafiają do żadnej z sieci, jest niemożliwe, aby ich weryfikacji danych dokonywał właściwy operator sieci dystrybucyjnej czy też przesyłowej. Niemniej jednak, takie jednostki nie mogą zostać zwolnione z obowiązku weryfikacji danych. Szczególnym przypadkiem, w którym będzie działać jednostka akredytowana, jest sytuacja, w której o wydanie gwarancji pochodzenia wnioskuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem ciepła albo chłodu, które musiałoby dokonać takiej weryfikacji niejako we własnym zakresie. Proponuje się zatem posłużyć regulacjami, na które pozwala norma CEN – EN 16325, gdzie określa się zagadnienia właściwe dla podmiotu *Authorised Measurement Body,* który to podmiot jest odpowiedzialny za zbieranie i ustalenie wartości pomiarowych. W innych przypadkach weryfikacji dokonuje właściwy operator sieci.

Istotną zmianą jest również dodanie do art. 121 ustawy nowych ust. 7–10. Przez dodanie nowych rodzajów lub nośników energii, które mogą uzyskać gwarancje pochodzenia, pojawiła się potrzeba określenia właściwej metody ustalenia rzeczywistej ilości tego rodzaju lub nośnika. Tak więc w przypadku biometanu, przepis odwołuje się do przepisów wydanych na podstawie art. 62 ustawy OZE. Przepis ten stanowi delegację do wydania rozporządzenia, w którym określi się m.in. sposób przeliczenia ilości biometanu, biogazu i biogazu rolniczego wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych za pomocą środka innego niż sieci gazowe, na ilość energii oraz stanowi usystematyzowanie wymagań w zakresie dokonywania pomiarów rejestracji i sposobu obliczania ilości tego biometanu, biogazu i biogazu rolniczego. Analogiczne rozwiązanie zastosowano w ust. 8 w odniesieniu do potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu. Przepis ten odwołuje się do art. 61 ustawy OZE również stanowiącego delegację do wydania rozporządzenia. Należy podkreślić, że w obecnie nie ma przepisu ustawowego, który stanowiłby delegację do wydania rozporządzenia w celu określenia analogicznych informacji dla wodoru odnawialnego – tak jak w przypadku biometanu oraz ciepła lub chłodu. Stąd też pojawiła się potrzeba wprowadzenia art. 62a w ustawie OZE, który stanowi delegację do wydania rozporządzenia, które zaadresuje kwestie ustalenia parametrów technologicznych i technicznych instalacji, i wymagań dotyczących dokonania pomiarów dla wytworzonego wodoru odnawialnego, co jest uregulowane w ust. 10.

Dodany ust. 11 stanowi o opracowaniu, opublikowaniu i aktualizowaniu programu akredytacji jednostek akredytowanych. Podkreśla się, że wprowadzenie regulacji mających na celu pracę jednostek akredytowanych w obszarze gwarancji pochodzenia, musi zostać wsparte stworzeniem programu akredytacji, którego celem będzie identyfikacja i właściwe przygotowanie jednostek akredytowanych do nowych obowiązków. W związku z powyższym, w przepisach przejściowych do projektu, określono termin opracowania po raz pierwszy tego programu akredytacji i przekazywania informacji o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono lub cofnięto akredytację.

**Wydawanie gwarancji pochodzenia**

Zmiany w art. 122 ust. 2 ustawy wynikają głównie z faktu rozszerzenia funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii, a także ze względu na przyjęcie możliwości wydania gwarancji pochodzenia dla energii, która nie jest wprowadzana do sieci. W takim przypadku, wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do Prezesa URE przekazuje jednostka akredytowana. To samo tyczy się przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego

się dystrybucją lub przesyłaniem ciepła lub chłodu, które planuje potwierdzić wytworzoną energię przez wydanie gwarancji pochodzenia.

Jeśli zaś chodzi o kwestię przeniesienia gwarancji pochodzenia, to w omawianym art. 122 ustawy dodaje się ust. 3a oraz 4. Przepisy te mają na celu przede wszystkim dokonanie implementacji przepisów REDII, która w art. 19 ust. 3 wskazuje, że gwarancje pochodzenia tracą ważność w terminie 18 miesięcy po dacie wyprodukowania jednostki energii.

Zmiany w ust. 7, 9, 11 i 12 adresują jedną z podstawowych zmian, jaką jest rozszerzenie funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii.

**Uznanie gwarancji pochodzenia wydanej w innym państwie członkowskim**

W art. 123 ustawy dodaje się ust. 5–8. Dodawany ust. 5 ma na celu uszczelnienie systemu gwarancji pochodzenia, przez doprecyzowanie procesu wprowadzania tych instrumentów do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Z kolei ust. 6–8 odpowiadają za uregulowanie sytuacji zainteresowanych podmiotów w przypadku przystąpienia Prezesa URE do AiB. Stowarzyszenie to zrzesza podmioty wydające gwarancje pochodzenia. W konsekwencji przystąpienia właściwego polskiego organu do AiB nastąpi synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS). Brak członkostwa w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.

Zgodnie z powyższym zakłada się, organ wydający gwarancje pochodzenia w Polsce, tj. Prezes URE, może przystąpić do powyższego stowarzyszenia. Art. 123 ust. 7 ustawy reguluje kwestię kosztów związanych z członkostwem w omawianym stowarzyszeniu. Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych w postaci składki członkowskiej. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 EUR (<4 TWh) do 77 600 EUR (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) przekraczający 10 TWh, składka

byłaby wyższą z podanych powyżej wartości. Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB w postaci składki, odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia. Uczestnictwo w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Zgodnie z powyższym, największymi beneficjentami przystąpienia do AiB będą zarówno podmioty zarejestrowane na TGE, jak i również sama giełda.

Wskazuje się, że członkostwo w AiB będzie wymagać utworzenia systemu teleinformatycznego umożliwiającego przystąpienie URE do tego stowarzyszenia, co jest kluczowe z punktu widzenia wymiany danych z Europejskim Systemem Certyfikatów Energetycznych. Koszty budowy i utrzymania takiego nowego systemu będą pokrywane z opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ustawy OZE. W tym zakresie warto podkreślić, że koszty rozbudowy i utrzymania obecnego systemu służącego realizacji zadań Prezesa URE w obszarze gwarancji pochodzenia będą również pokrywane z opłaty OZE.

W ust. 8 określono, że docelowo szczegółowe zasady współpracy między dwoma organami bezpośrednio zaangażowanymi w obecność Polski w stowarzyszeniu AiB, tj. Prezesa URE oraz Towarowej Giełdy Energii, zostaną określone w zawartym przez te podmioty porozumieniu. Celem tego przepisu jest umożliwienie stworzenia bezpiecznych fundamentów współpracy między tymi podmiotami.

Niemniej jednak, w dalszej części projektu ustawy zawarto niezbędne przepisy dodatkowo uszczegółowiające tryb przystąpienia do wskazanego stowarzyszenia. Zgodnie z art. 32 ust. 1 projektu, Prezes URE informuje podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do AiB. Dla obu stron przyszłego porozumienia jest kluczowe wczesne uzyskanie takiej informacji, aby odpowiednio wcześnie rozpocząć właściwie przygotowania do jego zawarcia i ewentualne negocjacje. Z kolei art. 32 ust. 2 projektu ustala termin, w którym to porozumienie powinno zostać zawarte. W opinii projektodawcy takie rozwiązanie zapewni wystarczający poziom pewności w zakresie terminów zawarcia porozumienia, jak również poziom elastyczności potrzebny w przypadku tej regulacji.

**Rejestr gwarancji pochodzenia**

W art. 124 ustawy OZE dokonano zmiany w ust. 1 i 2 dostosowując te przepisy do nowego brzmienia rozdziału 5. W ust. 2 dodaje się również pkt 4 precyzując, o jaki rodzaj

lub nośnik energii chodzi. Należy podkreślić, że zgodnie ze zmianami rozdziału 5 ustawy, do rejestru gwarancji pochodzenia wpisuje się gwarancje pochodzenia dla wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu i wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego. Podkreśla się, że gwarancje te funkcjonują w ramach jednego rejestru gwarancji pochodzenia, dlatego też celem ustawodawcy nie jest dalsze rozdzielanie sytuacji rodzajów lub nośników energii, które ewentualnie mogłoby doprowadzić do stworzenia więcej niż jednego rejestru gwarancji pochodzenia.

W art. 124 ustawy OZE dodaje się ust. 10–13. W ust. 10 podkreśla się, że w związku z wejściem Polski do AiB, gwarancje pochodzenia będą wydawane również przez podmiot inny niż Prezes URE. Oznacza to, że konsekwencją wejścia Polski do stowarzyszenia AiB będzie możliwość uproszczonego wydania gwarancji pochodzenia przez właściwy organ w innym kraju oraz wprowadzenia takiej gwarancji pochodzenia do rejestru prowadzonego przez TGE. Kolejne dodawane przepisy mają na celu uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Zmiany obejmują również nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym. Z kolei dodanie ust. 12 ma na celu wyszczególnienie sytuacji, w której gwarancja pochodzenia jest przenoszona w sieci ciepłowniczej. Zgodnie z normą CEN – EN 16325, taka gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona wyłącznie na rzecz podmiotu, który jest przyłączony do tej samej sieci ciepłowniczej.

**Umorzenie gwarancji pochodzenia**

W art. 124a ustawy OZE zmienia się przede wszystkim ust. 5, który umożliwia dokonanie umorzenia gwarancji pochodzenia na potrzeby procesu konwersji energetycznej.

Ponadto dodaje się ust. 6–8. Dodany ust. 6 dotyczy procesu umarzania gwarancji pochodzenia i ma na celu doprecyzowanie zakresu informacji, jakie są przekazywane wraz z wnioskiem o potwierdzenie umorzenia gwarancji. Co więcej, przepis ten, w pkt 4, określa, zgodnie ze zmianami rozdziału 5, że może istnieć kilku odbiorców, na rzecz których jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia. Oprócz odbiorcy końcowego, gwarancję pochodzenia można umorzyć na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego. Z kolei z pkt 4 lit. b wynika, na jaki cel jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia. Jeśli celem tym jest konwersja energetyczna, to należy to wskazać we wniosku.

Dodawany ust. 7 nakłada na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązek publikacji rocznych bilansów umorzonych gwarancji pochodzenia. Powyższe ma na celu doprecyzowanie procesu agregacji danych o umorzonych gwarancjach pochodzenia, które będą mogły zostać wykorzystane do obliczania miksu resztkowego. O tym, jakie gwarancje pochodzenia nie mogą zostać wykorzystane do obliczania bilansu, stanowi m.in. ust. 8.

Warto podkreślić, że odpowiedni przepis przejściowy konkretyzuje treść powyższych regulacji, przez ustalenie roku 2024 jako pierwszego, za który trzeba sporządzić bilans. Analogiczny termin został zaproponowany w przypadku rocznego bilansu gwarancji pochodzenia z art. 124 ust. 13 ustawy.

**Odmowa wydania/uznania gwarancji pochodzenia**

W art. 125 ustawy zmienia się ust. 1 pkt 1. Zmiana jest związana z faktem, że wniosek o gwarancję pochodzenia może zostać złożony nie tylko do operatora systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, ale również do operatorów sieci gazowych – w przypadku biometanu i wodoru odnawialnego, do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, a także do jednostki akredytowanej.

**Całkowity roczny miks energii resztkowej gwarancji pochodzenia**

Dodawany art. 125a ustawy stanowi podstawę prawną do obliczania i publikowania rocznego miksu energii resztkowej, rozumianego jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego UE z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Obliczanie miksu energii resztkowej to podstawowy warunek stawiany przed członkami AiB i powinien on być obliczany zgodnie z normą CEN – EN 16325. Bilans jest sporządzany do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty, które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów. Podkreśla się, że zgodnie z przepisem przejściowym (art. 32 pkt 2), pierwszy bilans jest sporządzany za rok 2024.

Należy wyjaśnić, że w ust. 3 symbol Igp dotyczy tej ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane przez Prezesa URE, ale wydane w innym państwie członkowskim

Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej. Z kolei symbol Egp tyczy się tej ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały wydane przez Prezesa URE, lecz uznane w innych państwach. Oznacza to, że do ilości całości energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci lub dostarczonej w inne miejsce niż sieć dodaje się ilość energii importowanej netto zgodnie z symbolem Ien oraz ilość energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane przez Prezesa URE, ale wydane w innym państwie zgodnie z symbolem Igp. Następnie odejmuje się ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały wydane przez Prezesa URE, lecz uznane w innych państwach, zgodnie z symbolem Egp oraz odejmuje się ilość energii, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, zgodnie z symbolem Ugp. Od wyniku tego obliczenia należy odjąć ilość energii elektrycznej eksportowaną netto zgodnie z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów z uwzględnieniem udziału OZE. Symbol Een wskazuje z kolei, w jaki sposób uwzględnić udział odnawialnych źródeł energii w ilości energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów.

Szczególnego podkreślenia wymaga fakt, że obecne regulacje europejskie wskazują w sposób szczegółowy na metodologię liczenia miksu energii resztkowej dla energii elektrycznej. Rozszerzenie katalogu nośników energii, dla których można wydać gwarancje pochodzenia, stanowi zupełnie nowoczesne rozwiązanie z punktu widzenia prawodawstwa polskiego, ale również i europejskiego. Ze względu na potrzebę zunifikowania systemu gwarancji pochodzenia na gruncie europejskim w zakresie przyjęcia metodologii liczenia miksu energii resztkowej dla pozostałych nośników, kluczowe będą szczegółowe wytyczne przygotowanie w ramach prac normalizacyjnych.

## 3.3. **Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii (art. 16 REDII)**

**Cel utworzenia KPK do spraw OZE**

Obecnie regulacje zawarte w ustawie OZE nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca energii ze źródeł odnawialnych. W zależności od mocy instalacji odnawialnego źródła energii oraz jej rodzaju, przyszły wytwórca, aby móc rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE, musi uzyskać m.in. kilka lub wszystkie z wymienionego przykładowego katalogu kluczowych rozstrzygnięć:

| Rodzaj rozstrzygnięcia | Organ rozstrzygający w sprawie |
|---|---|
| Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach | Regionalny dyrektor ochrony środowiska, wójt, burmistrz lub prezydent miasta |
| Warunki przyłączenia do sieci | Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej |
| Decyzja o warunkach zabudowy | Wójt, burmistrz lub prezydent miasta |
| Pozwolenie na budowę | Starosta |
| Pozwolenie na użytkowanie | Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego |
| Udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej | Urząd Regulacji Energetyki |

Od etapu rozpoczęcia sprawy do etapu wytwarzania energii z instalacji OZE, inwestor bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, nie istnieje zinstytucjonalizowany punkt umożliwiający na uzyskanie w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu.

Z uwagi na wymogi REDII oraz wobec ograniczonej dostępności informacji na temat możliwości realizacji inwestycji w OZE, głównym celem projektu w zakresie utworzenia krajowego punktu kontaktowego do spraw odnawialnych źródeł energii, zwanego dalej „krajowym punktem kontaktowym" lub „KPK", jest możliwość pełnego wsparcia informacyjnego w stosunku do każdego podmiotu, który ma zamiar rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE.

Zmiany zaproponowane w projekcie, przez dodanie art. 160a–160d ustawy OZE, prowadzą do powstania krajowego punktu kontaktowego. W efekcie, ułatwią one przyszłym inwestorom uzyskanie informacji na temat wszczęcia i prowadzenia postępowań w zakresie wydawania pozwoleń i niektórych innych procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródeł energii.

Zaproponowane w projekcie regulacje dotyczące krajowego punktu kontaktowego realizują dyspozycję art. 16 ust. 1–3 REDII. Przepis ten stanowi, że państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Punkty kontaktowe, na żądanie podmiotu składającego zapytanie, udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Procedura obejmuje, w szczególności, odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł

odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Zgodnie z literą dyrektywy, punkt kontaktowy ma wiec za zadanie przeprowadzić inwestora przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji.

W ramach działalności krajowego punktu kontaktowego przewiduje się w szczególności udostępnienie podręcznika procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej i zamieszcza te informacje również w Internecie, odnosząc się też osobno do projektów na małą skalę i projektów w zakresie prosumpcji energii odnawialnej.

**Szczegółowe rozwiązania dotyczące krajowego punktu kontaktowego**

W art. 160a ust. 1 ustawy OZE umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym do spraw klimatu, co wynika z art. 13a ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2512), zgodnie z przepisami której dział klimat obejmuje sprawy klimatu i zrównoważonego rozwoju, w szczególności dotyczące:

1) zarządzania i koordynacji programów w zakresie upowszechniania, rozwoju i promocji wykorzystywania technologii niskoemisyjnych i zeroemisyjnych, w tym w szczególności w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz transportu;
2) społeczno-ekonomicznych aspektów transformacji ekologicznej i klimatycznej;
3) rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Przyjęta koncepcja zakłada zapewnienie obsługi eksperckiej funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego w ramach Ministerstwa Klimatu i Środowiska i nadzoru ministra właściwego do spraw klimatu nad działem administracji rządowej – klimat.

W art. 160a ust. 2 i 3 ustawy określono zakres przedmiotowy działania krajowego punktu kontaktowego, którego zadaniem jest m.in. udostępnianie informacji dotyczących procedur administracyjnych, w zakresie których inwestor, podejmując działania mające na celu wytwarzanie energii z instalacji odnawialnego źródła energii, musi uzyskać pozytywne rozstrzygnięcie. Działania inwestora można w zarysie podzielić na poszczególne etapy, w zależności od rodzaju instalacji OZE czy jej mocy:

1) środowiskowy (decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach);
2) planistyczny (decyzja o warunkach zabudowy);

3) prac budowlanych (decyzja o pozwoleniu na budowę, decyzja o pozwoleniu na użytkowanie);
4) przyłączeniowy (warunki przyłączenia do sieci);
5) koncesyjny (koncesja na wytwarzanie energii).

Jak wskazano wyżej, w art. 160a ust. 3 ustawy, zaproponowano, aby krajowy punkt kontaktowy realizował swoje zadania w szczególności w oparciu o udzielanie i udostępnianie informacji w ww. zakresie. Zgodnie z brzmieniem ust. 5, informacje dotyczące procedur administracyjnych mogą zostać umieszczone bezpośrednio na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego. Witryna krajowego punktu kontaktowego może także przekierować podmiot składający zapytanie do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego – tak, aby informacja była możliwe zindywidualizowana – w tym w szczególności w zakresie właściwości miejscowej, jak i rzeczowej dotyczącej planowanej inwestycji. Dane dostępne na stronie internetowej będą opisane w sposób dokładny i przejrzysty oraz będą w sposób jednoznaczny wskazywać organ właściwy w sprawie.

Projektodawca, w art. 160a ust. 3 pkt 2 ustawy proponuje, aby krajowy punkt kontaktowy był także platformą informacyjną, która świadczy usługi, w ramach których osoba szukająca ogólnych informacji z zakresu działania punktu może skierować pytania merytoryczne do ekspertów krajowego punktu kontaktowego. W celu ułatwienia kontaktu między osobami poszukującymi informacji a ekspertami takiego punktu, zdecydowano się na rozwiązanie, w którym zapytania będą przekazywane za pomocą specjalnego formularza kontaktowego znajdującego się na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego.

Zakłada się, że zainteresowanie informacjami uzyskiwanymi z krajowego punktu kontaktowego rozłoży się między dwie podstawowe grupy podmiotów składających zapytania:

1) I grupa – prosumenci energii odnawialnej. Grupa najliczniejsza, lecz z uwagi na uproszczone procedury i ich zakres wymagająca okrojonego zakresu informacji dotyczących procedur. W 2021 r. przyłączono do sieci ok. 388 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2853 MW. Od początku 2022 r. do września 2022 r. przyłączono do sieci ok. 302 tysięcy mikroinstalacji. Można zatem przyjąć, że informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą w kręgu zainteresowania nawet kilkuset tysięcy inwestorów i prosumentów rocznie – przy obecnej dynamice rozwoju sektora;
2) II grupa – wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi URE wg. stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. takich instalacji było 3240. Z kolei wg. stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. liczba tych instalacji wynosiła 4128.

Oznacza to, że w ciągu 2020 r. uruchomiono 888 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Z uwagi jednak na podniesienie progu dotyczącego rozumienia małej instalacji OZE z 500 kW na 1 MW, a tym samym uproszczonym trybie wpisywania do rejestru małych wytwórców OZE i braku konieczności uzyskiwania koncesji, zainteresowanie w tej grupie klientów KPK może wzrastać.

Zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które obecnie udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane z omawianym obszarem. Zakłada się, że wiele ogólnych wystąpień w sprawach uzyskania informacji na temat procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródła energii trafi do KPK. W ten sposób KPK odciąży właściwe organy administracji publicznej od tego typu zadań, skupiając w jednym miejscu wiedzę oraz kompetencje związane z udzielaniem informacji.

W ocenie projektodawcy, głównymi beneficjentami krajowego punktu kontaktowego, będą podmioty mniejsze i mniej profesjonalne, wchodzące na rynek inwestycji w instalacje OZE. W większości przypadków nie mają one możliwości skorzystania z kompleksowej usługi realizacji inwestycji przez wykwalifikowanych doradców wyspecjalizowanych w obsłudze takiego procesu inwestycyjnego.

W oparciu o obecną wiedzę wynikającą z zapytań obywatelskich wpływających do Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz prowadzonym dialogiem ze stowarzyszeniami branżowymi, w art. 160a ust. 4 ustawy wyodrębniono i scharakteryzowano informacje mające na celu kompleksowe przedstawienie informacji dotyczących procedur administracyjnych. Informacje te, przez ich udostępnienie na stronie internetowej, będą ogólnodostępnym materiałem, który będzie podstawowym i łatwo dostępnym źródłem wiedzy na temat koniecznych do podjęcia działań oraz kolejnych etapów procesu inwestycyjnego, których zwieńczeniem jest możliwość wytwarzania energii z instalacji odnawialnych źródeł energii.

W art. 160a ust. 5 ustawy przewiduje się, że punkt ten, jako punkt elektroniczny, będzie prowadzony przez stronę internetową z domeną gov.pl. Takie usytuowanie krajowego punktu kontaktowego ma na celu ułatwienie dostępu do informacji osobom poszukującym informacji dotyczących OZE. W ust. 6 tego samego artykułu określa się, że administratorem danych użytkowników krajowego punktu kontaktowego będzie minister właściwy do spraw klimatu. Dzięki temu zapewnia się bezpieczeństwo danych kontaktowych – zgodnie z przepisami

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 187 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.).

W związku z faktem, że umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym do spraw klimatu, jego zasób informacyjny jest związany z urzędem obsługującym ministra właściwego do spraw klimatu. Natomiast w przypadku, gdy pytanie otrzymane przez KPK wykracza poza zasób informacji posiadanych przez urząd obsługujący ministra właściwego do spraw klimatu, projektodawca przewiduje możliwość wystąpienia do właściwych organów lub podmiotów z prośbą o przekazanie ich odpowiedzi do KPK.

W ust. 8 precyzuje się kwestię rozpatrywania przez krajowy punkt kontaktowy odpowiedzi na pytania. Krajowy punkt będzie mieć 30 dni na rozpatrzenie takiego pytania lub 50 dni, jeżeli będzie potrzebne zasięgnięcie informacji od innego podmiotu.

Ust. 9 określa przesłanki odmowy udzielenia przez KPK odpowiedzi na otrzymane pytanie, kiedy:

1) dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie lub
2) nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub
3) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub
4) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia w zakresie procedur administracyjnych, o których mowa w art. 160a ust. 2.

Warto w tym miejscu wskazać, że krajowy punkt kontaktowy nie udziela informacji, które dotyczą indywidulanych, konkretnych postępowań administracyjnych. W takich przypadkach wszelkie szczegółowe informacje są udzielane przez organ właściwy w danej sprawie, m.in. w formie pouczeń, co wynika bezpośrednio z Kodeksu postępowania administracyjnego. Zadaniem krajowego punktu jest przede wszystkim wsparcie w znalezieniu właściwych do zastosowania przepisów i przekazanie zainteresowanemu podmiotowi zasobu ogólnej wiedzy, która pomoże mu łatwiej przejść przez wszystkie procedury niezbędne do uruchomienia instalacji OZE.

Warto odróżnić sytuację, kiedy złożone pytanie będzie dotyczyć zakresu działania KPK, oraz nie będzie miało na celu otrzymania wsparcia prowadzącego do uzyskania właściwego rozstrzygnięcia, ale mimo wszystko nie będzie zawierać informacji niezbędnych, aby KPK mógł odpowiedzieć na pytanie. W takim przypadku, przepis przewiduje możliwość odmowy

udzielenia odpowiedzi z oczywistych względów, jakimi są braki informacyjne umożliwiające sformułowanie odpowiedzi. Niemniej jednak warto pamiętać, że zgodnie z ust. 9, w przypadku odmowy odpowiedzi, KPK informuje pytającego o przyczynie nieudzielenia odpowiedzi. Dzięki temu wnioskodawca dowie się jak skutecznie sformułować zapytanie, co umożliwi mu ewentualne ponowne jego złożenie, w postaci umożliwiającej uzyskanie odpowiedzi i wsparcia.

W ust. 9 pkt 3 i 4 wskazują na brak możliwości odpowiedzi na pytania, które w sposób oczywisty wykraczają poza kompetencje KPK. Nie można bowiem wykluczyć sytuacji, w których odformalizowany i ułatwiony kontakt z KPK będzie skutkować przesyłaniem pytań, które w sposób oczywisty nie nawiązują do zakresu przedmiotowego działania KPK.

Należy podkreślić, że art. 160a ust. 9 ustawy stanowi katalog zamknięty sytuacji umożliwiających odmówienie udzielenia odpowiedzi. Taka forma wynika z charakteru działania KPK, który będzie punktem informacyjnym, dlatego sytuacje umożliwiające odmówienie udzielenia informacji muszą zostać szczególnie opisane i wyjaśnione, aby było to transparentne przede wszystkim dla obywateli zgłaszających zapytania, którzy powinni wiedzieć, że poza jasno wymienionymi wyjątkami otrzymają odpowiedzi na zgłaszane pytania.

W art. 160a w ust. 10 ustawy, w celu usunięcia wszelkich wątpliwości unormowano, że w zakresie udzielania odpowiedzi przez krajowy punkt kontaktowy na pytania użytkowników tego punktu, nie stosuje się przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego, co wynika z faktu, że działanie KPK, w szczególności udzielanie odpowiedzi na pytania, nie stanowi postępowania administracyjnego.

Art. 160b ustawy stanowi transpozycję art. 16 ust. 3 REDII w przedmiocie udostępniania podręcznika procedur wynikających z powszechnie obowiązujących przepisów, dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej ze szczególnym podziałem na moc instalacji OZE (mikroinstalacje, małe instalacje, duże instalacje), jak i również z podziałem na technologie produkcji energii. Udostępnienie takiego podręcznika w sposób znaczny większy świadomość podmiotów w obszarze procedur OZE, a w konsekwencji pozwoli odciążyć organy administracji publicznej przez mniejszą ilość trafiających do urzędów zapytań ogólnych w tym obszarze.

W art. 160c ustawy, w związku z potrzebą zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego i sprawnego udzielania informacji podmiotom składającym

zapytania, projektodawca zapewnia możliwość zlecenia wykonania niektórych zadań innym wyspecjalizowanym podmiotom.

Wśród ww. zadań można wyróżnić przede wszystkim zlecenie zindywidualizowanych porad dotyczących procedur dotyczących OZE właściwemu podmiotowi, np. instytucjom, przy których funkcjonują doradcy energetyczni lub posiadającemu rozwinięta strukturę terenową podmiotowi, co może stanowić dodatkową wartość ze względu na możliwość funkcjonowania bliżej zainteresowanych osób krajowego punktu kontaktowego, jak i również bliżej organów administracyjnych.

Celem projektodawcy, przez wprowadzenie art. 160d ustawy, jest przede wszystkim poinformowanie o rezultatach działania krajowego punktu kontaktowego przez podanie do publicznej wiadomości informacji o liczbie otrzymanych pytań, ich skatalogowanie, a następnie analiza i przedstawienie rekomendacji w zakresie zniesienia zgłoszonych przez zainteresowanych barier administracyjnych. Informacje uzyskiwanie w ramach funkcjonowania KPK będą stanowić istotną wartość podczas nowelizacji i tworzenia nowych aktów prawnych. Przepis wprowadza także obowiązek sprawozdawczy dotyczący funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego, w tym również dotyczący publicznego udostępniania tych informacji.

## 3.4. **Procedury administracyjne (art. 15–16 REDII)**

**Zwiększenie progu mocy zainstalowanej – wymaganie pozwolenia na budowę**

Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW wymagają decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicą mocy zainstalowanej wymaganą przed REDII dla jak najszybszego procedowana jest wartość 150 kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy. Powyższe zmiany zostały ujęte w art. 2 pkt 2 projektu.

**Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – PPA**

Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA. Jest to skrót pochodzący od angielskiego określenia *Power Purchase Agreement* również wykorzystywany w polskiej literaturze przedmiotu oraz powszechnie znany w krajowym sektorze elektroenergetycznym.

Należy przy tym wyraźnie podkreślić, że umowa PPA to szczególny rodzaj umowy sprzedaży energii elektrycznej od dawna obowiązującej na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. W projekcie, w art. 5 ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne, wprowadza się przepisy stwarzające podstawy prawne do kontraktowania energii w oparciu o ten nowy typ umowy – sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, bezpośrednio od wytwórcy. Przepisy ustanawiające umowę PPA stanowią *lex specialis* w stosunku do dotychczas obowiązujących przepisów regulujących sprzedaż energii elektrycznej. To oznacza, że najważniejsze podmiotowo i przedmiotowo elementy umowy PPA są uregulowane ustawowo. Jednocześnie strony umowy mogą swobodnie kształtować jej elementy dodatkowe zgodnie z zasadą swobody umów. Jednocześnie wszystkie dotychczasowe obowiązki stron umowy sprzedaży energii elektrycznej wynikające z ustawy – Prawo energetyczne obowiązują strony umowy PPA.

Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu są zawierane na stosunkowo długi okres. Najczęściej jest to okres od 5 do 10, a nawet do 15 lat, a przykłady ze Stanów Zjednoczonych pokazują, że może to być nawet okres dwudziestoletni. Możliwość zawarcia umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE na tak długi okres niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania, oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy, jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE korzyścią płynącą z zawarcia kontraktów PPA jest długotrwałe zabezpieczenie odbioru energii, co ma wpływ na stabilność prowadzenia biznesu. Z kolei stałe dochody wytwórców energii z OZE w długim okresie czasu przekładają się na zainteresowanie banków finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii. Dla części odbiorców zasadniczym czynnikiem przesądzającym o zawarciu tego typu umów jest troska o wizerunek firmy jako tej, która przyczynia się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.

Coraz większe zainteresowanie zakupem energii elektrycznej wytworzonej z OZE ze strony europejskich przedsiębiorstw działających na jednolitym rynku spowodowało ustanowienie przepisów w prawie UE, służących harmonizacji i upowszechnieniu kontraktów typu PPA. REDII wprowadziła dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bezpośrednią możliwość jej sprzedaży do odbiorców końcowych. Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 17 dyrektywy 2018/2001, umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza

umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej.

**Zmiany ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne**

**Dodanie ust. 2d do art. 5**

Przepisy dyrektywy 2018/2001 dają swobodę państwom członkowskim UE co do sposobu transpozycji przepisów dotyczących umowy zakupu energii elektrycznej, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii, bezpośrednio od wytwórcy. Projektodawca zatem zdecydował, że ujęta w dyrektywie 2018/2001 umowa PPA zostanie wpisana w zbiór umów uregulowanych w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ponieważ przepis ten normuje obszerne zagadnienie, jakim są umowy w zakresie sprzedaży oraz dostarczania paliw i energii. W związku z tym, proponuje się dodanie do art. 5 ww. ustawy ust. 2d określającego istotę tej umowy oraz sposoby jej wykonania. Zgodnie z brzmieniem projektowanego przepisu, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą. Wykonanie umowy PPA od strony technicznej jest możliwe w dwojaki sposób, co zostało uregulowane w pkt 1 i 2 projektowanego ust. 2d. W pierwszym przypadku, dostarczanie energii elektrycznej może się odbywać na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej. Druga możliwość zakłada dostarczenie przedmiotu umowy za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

**Dodanie ust. 2e do art. 5**

Proponuje się także dodanie nowego ust. 2e do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, określającego dodatkowe, względem standardowych elementów umowy sprzedaży energii elektrycznej, elementy umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, tj. rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia prawidłowego monitoringu tego obszaru.

**Dodanie ust. 11a do art. 5**

Dodanie ust. 11a do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu wdrożenie art. 15 ust. 8 zdanie drugie dyrektywy 2018/2001, nakładającego obowiązki sprawozdawcze na państwa członkowskie UE w ramach sporządzanych przez nie krajowych planów

w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Projektowany przepis nakłada na wytwórcę energii OZE, który zawarł umowę PPA, obowiązek przekazania informacji o jej zawarciu do Prezesa URE. Zebrane dane o liczbie zawartych umów PPA powinny być brane pod uwagę w przypadku sporządzania przez państwo członkowskie UE sprawozdań z postępów w realizacji KPEiK. W przypadku umów już zawartych, przepis przejściowy (art. 34), zobowiązuje wytwórcę energii OZE do przekazania informacji o tych umowach do Prezesa URE w terminie czterdziestu pięciu dni od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy.

Wśród danych przekazywanych do Prezesa URE, które wytwórca OZE powinien uwzględnić, ustawodawca wskazuje na strony umowy PPA, ilość i cenę energii elektrycznej stanowiącej przedmiot umowy, a także lokalizację i rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta. Należy przy tym wskazać, że wymogi w zakresie, m.in. wskazania lokalizacji, są już znane wytwórcom OZE, ponieważ takie dane są przekazywane do URE przez wytwórców OZE w przypadku składania wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcjach OZE. Szczegółowe informacje w zakresie lokalizacji instalacji wytwórca OZE wprowadza do internetowej platformy aukcyjnej (IPA), na której prowadzi się aukcje OZE. Wytwórca OZE, będący użytkownikiem IPA, podaje lokalizację instalacji OZE według obszaru, na którym jest ona zlokalizowana, w następującej kolejności: województwo, powiat, gmina, numery działek i obręby, miejsce przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

**Dodanie pkt 55 w art. 56**

Państwa członkowskie Unii Europejskiej zostały zobowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Obowiązek ten wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu". Obowiązki sprawozdawcze obejmują również monitorowanie skali zawieranych umów PPA. Z tego powodu projektodawca nakłada na

Prezesa URE obowiązek zbierania danych o umowach PPA. Obejmuje również dane o umowach zawarte przed wejściem w życie przedmiotowej regulacji, aby uzyskać pełny obraz wolumenu umów PPA już zawartych na w Polsce. W związku z koniecznością zapewnienia regularności w przekazywaniu danych do Prezesa URE ustanowiono sankcję w przypadku nieprzedłożenia w terminie Prezesowi URE wyżej wymienionych danych zawartych w umowie PPA. Wytwórca OZE, który zaniedba przekazanie informacji o zawartej umowie PPA w ciągu miesiąca od daty jej zawarcia, podlega karze w wysokości od 10 000 zł do 50 000 zł, co zostało określone w art. 56 ust. 2h pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne**.**

## 4. Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego

Zgodnie z danymi Agencji Rozwoju Energetyki na koniec 2021 r. stan mocy elektrycznej zainstalowanej OZE (bez uwzględnienia technologii współspalania) w Polsce to 16 935,4 MW, przy całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej 55 960,4 MW. W zakresie OZE dominują dwie technologie: elektrownie słoneczne (7 670 MW) oraz elektrownie wiatrowe na lądzie (7 116,7 MW). Te pierwsze to przede wszystkim mikroinstalacje prosumenckie (ponad 844,5 tys. sztuk o łącznej mocy 5 860,2 MW). Pod względem produkcji energii elektrycznej z OZE również dominują elektrownie wiatrowe. W 2021 r. wyprodukowały one i wprowadziły do sieci elektroenergetycznej – 16 473,5 GWh. Elektrownie biomasowe dostarczyły w tym samym czasie 4 660,3 GWh, słoneczne – 3 841,7 GWh, wodne – 2 338,6 GWh, współspalające biomasę/biogaz – 1 771,1 GWh, a biogazowe – 1 285,2 GWh.

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku (KPD) zakładał, że w 2020 r. Polska osiągnie poziom 15,85% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto, realizując zobowiązanie wynoszące 15% ujęte w REDII. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego w 2020 r. udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął 16,13% i pozwolił na osiągnięcie wspomnianych zobowiązań. Duży wpływ na tę sytuację miała weryfikacja i poprawa metodologii wyliczania danych, ale również przyrost mocy zainstalowanej w OZE, głównie w fotowoltaice. Indeks dynamiki przyrostu mocy zainstalowanej dla tej technologii wyniósł na koniec 2021 r. w stosunku r/r 193,6%, dla wiatru było to 111,5%, biogazu – 104,7%, hydroenergetyki – 100,4% i biomasy – 100,6%. Jednak, aby zapewnić realizację dalszych celów – na 2030 r. – jest niezbędne budowanie solidnych fundamentów legislacyjnych i ram prawnych, nie tylko dla budowy

nowych instalacji OZE, ale również dla pełnego wykorzystania istniejącej już infrastruktury wytwórczej.

W kontekście zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych jednostek OZE, ale również na możliwość utrzymania w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia. Istotna jest tu sytuacja wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. O ile w pierwszym i drugim kwartale 2022 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (odpowiednio 468,35 zł/MWh i 471,96 zł/MWh) przekroczyła znacząco ceny referencyjne dla elektrowni wiatrowych i słonecznych (250–340 zł/MWh), co pozwala na rentowne funkcjonowanie tych instalacji poza systemami wsparcia, tak w przypadku innych technologii jednostki wytwórcze mogą okazać się trwale nierentowne.

Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE jest liczony jako pierwsze 15 lat jej pracy. Wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) zbliża się do tak określonego progu. Obecne przepisy ustawy OZE nie dopuszczają możliwości ponownego udziału instalacji objętej świadectwami pochodzenia w systemach wsparcia po zakończeniu 15-letniego okresu, za wyjątkiem udziału w aukcji po spełnieniu określonych warunków, tj.:

1) odtworzenia w wyniku modernizacji stanu pierwotnego instalacji OZE lub zmiany w wyniku modernizacji parametrów użytkowych lub technicznych, jeżeli w jej rezultacie nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej;
2) poniesienia i udokumentowania nakładów na modernizację nie mniejszych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia 2017 r. SA.43697 (2015/NN) – Polska – aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej. Nie zostało w związku z tym wydane rozporządzenie określające katalog kosztów kwalifikowanych

wybudowania nowej referencyjnej jednostki. Oznacza to, że powyższe przepisy nie są w praktyce stosowane.

Inne rozwiązania przewidziane dla instalacji zmodernizowanych, m.in obowiązek zakupu, dotyczący zmodernizowanej mikroinstalacji OZE, czy instalacji OZE o mocy nie większej niż 500 kW wyekspirowały.

Obecne regulacje nie przewidują przy tym wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE, niepowiązanego z modernizacją instalacji, pokrywającego różnicę między kosztami operacyjnymi a przychodami rynkowymi ze sprzedaży energii. W przypadku wskazanych powyżej technologii, konieczność zapewnienia takiego wsparcia dla utrzymania mocy instalacji w krajowym systemie energetycznym opiera się na racjonalizacji i ograniczeniu wydatków modernizacyjnych do minimum zapewniającego ciągłość pracy instalacji i mieszczących się w zakresie regularnych remontów oraz przeglądów. Stąd więc wsparcie nie powinno obejmować nakładów inwestycyjnych *sensu stricte*, ale ma dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii. Zapewni to mechanizm pokrycia różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemach wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności. Proponowane zmiany mają pozwolić na dalszą pracę źródeł biomasowych, biogazowych, a także wodnych. W zakres wsparcia dla instalacji o mocy elektrycznej zainstalowanej większej niż 1 MW projektodawca włączył również dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów pracujące w skojarzeniu z produkcją ciepła. Łączna moc instalacji, które mogą być zainteresowane udziałem w systemie wsparcia operacyjnego albo dla instalacji zmodernizowanych, ocenia się na ponad 1,2 GW.

Zaprojektowane rozwiązania zakładają ograniczone nakłady inwestycyjne oraz remontowe, co będzie rozwiązaniem o znacznie mniejszych kosztach niż alternatywa w postaci budowy nowych jednostek o porównywalnej mocy. Utrzymanie przy pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest też szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy od źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych, mają też znacząco wyższe od nich wskaźniki dyspozycyjności, co jest

szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego. Dodatkowo zakłada się, że instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe nie będą podlegać tylko częściowej modernizacji a pełnemu re-poweringowi i *de facto* wymianie całej instalacji.

W projekcie proponuje się objęcie wsparciem również instalacji energetyki wodnej. Dokument strategiczny „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku", choć podkreśla rolę energetyki wodnej jako istotnej technologii dla osiągnięcia celów OZE, nie przewiduje przy tym dla niej znaczącego wzrostu łącznej mocy zainstalowanej. Biorąc to pod uwagę, jak również mając na względzie kwestie środowiskowe oraz podnoszone przez branżę znaczne i nierównomierne obciążenie kosztowe małych elektrowni wodnych zdecydowano się ograniczyć wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcie operacyjne do elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej nie większej niż 5 MW.

W Polsce, zgodnie z danymi URE, na dzień 31 grudnia 2021 r. było 786 obiektów wytwarzających energię elektryczną z potencjalnej energii wody (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych). Z tego zdecydowana większość (770 obiektów) jest zaliczana do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy nie większej niż 5 MW). Jedynie 16 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW.

Ustalenie granicy 5 MW mocy zainstalowanej dla wspieranych instalacji wynikało również z różnego wpływu instalacji hydroenergetycznych i powiązanych z nimi urządzeń hydrotechnicznych na środowisko. Wielkość instalacji, powiązana zwykle w sposób bezpośredni z zainstalowaną mocą, ma zwykle proste przełożenie na jej oddziaływanie na środowisko. Wszystkie obiekty hydrotechniczne w jakiś sposób wpływają na środowisko, przede wszystkim zmieniają biologiczną ciągłość cieku, jednakże mniejsze oddziałują na ekosystem w znacznie mniejszym stopniu.

Co więcej, mała energetyka wodna często nie wymaga budowy nowych obiektów hydrotechnicznych, a jest lokalizowana na historycznych i będących wcześniej w bardzo złym stanie technicznym obiektach, których w Polsce jest co najmniej kilka tysięcy. Praca małych elektrowni wodnych pozwala na ich wykorzystanie m.in. do utrzymania zbiorników magazynujących wody powierzchniowe i gruntowe, regularnego monitoringu jakości i stanu wody, oczyszczania wody z nieczystości stałych dzięki zastosowaniu krat, konserwacji brzegów rzek, zarówno w rejonie cofki, jazów i dolnej wody elektrowni, utrzymania punktów czerpania wody i związanych z nimi dróg dojazdowych, przyspieszenia procesu

samooczyszczania wody dzięki jej natlenianiu przez turbiny, retencji wody i nawadniania przylegających pól i łąk.

W zakresie małej energetyki wodnej projektodawca zdecydował się na uzupełnienie przepisu art. 128 ustawy OZE, który określa podmioty wykonujące zadania związane z funkcjonowaniem rynku energii oraz zakres tej współpracy. Przez dodanie w art. 128 w ust. 4a ustawy pkt 2, ustanawia się współpracę ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowania funkcjonowania tych rozwiązań. Biorąc pod uwagę fakt, że ministrem właściwym do spraw energetyki odnawialnej jest minister właściwy do spraw klimatu, to on jest organem wiodącym (koordynatorem) w zakresie realizacji zadania z pkt 2 ust. 4a art. 128 ustawy, co w opinii projektodawcy wynika przede wszystkim z ustawy o działach administracji rządowej. Wprowadzone zmiany wynikają ze specyfiki energetyki wodnej, która jest ściśle regulowana również w obszarze gospodarki wodnej, a odpowiednie przepisy dotyczące funkcjonowania instalacji hydroenergetycznych znajdują się w aktach prawnych będących w kompetencjach ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, tj. w ustawie – Prawo wodne i rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz. U. poz. 2496). Ścisła współpraca i uzgodnienie obszarów leżących w kompetencjach obu ministrów wydają się kluczowe dla rozwoju i funkcjonowania małej energetyki wodnej, przy poszanowaniu kwestii środowiskowych, a jednocześnie wzięciu pod uwagę roli, jaką obiekty hydrotechniczne z funkcją energetyczną odgrywają dla zapewnienia z jednej strony bezpieczeństwa energetycznego oraz właściwych stosunków hydrologicznych przy ich funkcjach retencyjnych oraz przeciwpowodziowych.

W przypadku małych elektrowni wodnych, w systemach wsparcia będących przedmiotem nowelizacji, zakłada się, że ich właściciele będą beneficjentami głównie systemu wsparcia operacyjnego. Wynika to z faktu, że elektrownie wodne są instalacjami, które często pracują w pełni wydajnie w okresie dłuższym niż 15 lat i podlegają jedynie okresowym przeglądom i doraźnym pracom remontowym.

Niewprowadzenie systemu wspierania modernizacji i przez to nieutrzymanie istniejących już instalacji odnawialnych źródeł energii w systemie może spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE, co wiązałoby się z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych. Przewiduje się, że koszt wsparcia

instalacji zmodernizowanych (w perspektywie do końca 2045 r.) oraz wsparcia operacyjnego (w perspektywie do końca 2040 r., przy założeniu przedłużenia pierwotnej decyzji notyfikacyjnej poza dzień 31 grudnia 2034 r.) wyniesie ok. 11,25 mld zł. W tych wyliczeniach zakłada się, że połowa wytwórców wychodzących z dotychczasowych systemów wsparcia przeprowadzi ograniczoną modernizację, a połowa zawnioskuje o wsparcie operacyjne. Tymczasem, zgodnie z szacunkami MKiŚ, koszt budowy nowych instalacji, zastępujących wycofywane moce, wyniósłby dziś ponad 28,4 mld złotych. Wdrożenie systemów wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych pozwoli zatem na uniknięcie kosztów w wysokości ponad 17 mld zł, które będą mogły być przeznaczone na kolejne, nowe moce wytwórcze instalacji OZE oraz inne inwestycje w elektroenergetyce, jak chociażby magazyny energii stabilizujące działanie systemu energetycznego. Dodatkowe ponad 17 mld zł to szacunkowa możliwość wybudowania ponad 5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych albo ponad 2,5 GW w lądowych elektrowniach wiatrowych.

Wobec wysokich cen hurtowych energii elektrycznej, na których wzrost silnie wpłynęło najpierw odbicie gospodarcze związane z wyjściem z epidemii COVID-19, a następnie inwazja Rosji na Ukrainę, *vacatio legis* przepisów regulujących zasady funkcjonowania systemu wsparcia operacyjnego ustala się do dnia 1 lipca 2025 r. W obecnej sytuacji rynkowej zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. System zakładający rozliczenie na zasadach kontraktu różnicowego z cenami referencyjnymi niższymi niż funkcjonujące w systemach wsparcia dla instalacji nowych nie byłby atrakcyjny dla wytwórców, a jednocześnie generowałby koszty dla budżetu. W związku z tym, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* jak powyżej, jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej.

### 4.1. **Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii**

Przede wszystkim należy podkreślić, że zdecydowano się rozszerzyć definicję modernizacji, która zgodnie z nowym brzmieniem art. 2 pkt 19a ustawy, obejmuje:

1) odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii albo
2) przekształcenie instalacji odnawialnego źródła energii w inny rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego, albo

3) przekształcenie jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii w instalację odnawialnego źródła energii z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego (tzw. konwersja).

Taka definicja ma pozwolić nie tylko na modernizację rozumianą wąsko, jako odtworzenie instalacji przez zainstalowanie nowych urządzeń, wytwarzających energię w takich samych jak dotychczas procesach. Zdecydowano się również umożliwić przekształcenie instalacji OZE w inną instalację OZE (np. instalacji spalania wielopaliwowego w dedykowaną instalację spalania biomasy). Trzecią formą modernizacji jest przekształcenie jednostki wytwórczej, która nie jest instalacją OZE (np. wykorzystującą węgiel kamienny), w instalację OZE (np. dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego). Takie podejście jest odpowiedzią na postulaty branży energetycznej, która planuje konwersje jednostek wytwórczych. Wpłynie też pozytywnie na przyrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

W definicji nie uwzględniono kwestii ewentualnego obowiązku zwiększenia mocy zainstalowanej zmodernizowanej instalacji lub zwiększenia jej produktywności, wychodząc z założenia, że – szczególnie w przypadku małych instalacji – może nie być fizycznej możliwości spełnienia tego warunku. Pozostawiono jednak ten obowiązek dla instalacji biorących udział w aukcjach. Szczegóły tych rozwiązań omówiono szerzej przy właściwych przepisach.

System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przy modernizacji, której nakłady inwestycyjne wyniosą co najmniej 25% kosztów kwalifikacyjnych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Zakłada się, że realizacja niektórych tego rodzaju inwestycji wymaga wsparcia, ponieważ jest nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych lub może wymagać ustalonego poziomu sprzedaży energii dla pozyskania kapitału niezbędnego do przeprowadzenia modernizacji.

Podobnie jak w przypadku systemu wsparcia operacyjnego, jest to system przewidziany dla wytwórców energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biogazowych (biogaz rolniczy, biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny), biomasowych (w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, obejmujących poza dedykowanymi instalacjami spalania biomasy, również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego) oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Należy tu podkreślić, że wskazane powyżej technologie to końcowy efekt

modernizacji, która uwzględnia również konwersję z instalacji OZE lub innych jednostek wytwórczych. Z zakresu wspieranych technologii wykluczono instalacje spalania wielopaliwowego, co wpisuje się w dotychczasowe podejście ustawodawcy wynikające z istotnych problemów, jakie powodowało wsparcie współspalania węgla z biomasą bez określonego progu minimalnego udziału paliw odnawialnych, jak w przypadku dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.

Przewiduje się, że instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wejdą do funkcjonującego obecnie konkurencyjnego aukcyjnego systemu wsparcia. Dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych nie przewiduje się odrębnych aukcji. Zgodnie z projektem, mają oni uczestniczyć w aukcjach razem z wytwórcami energii elektrycznej z nowych instalacji, z zastrzeżeniem skrócenia okresu wsparcia (inwestycje w zakresie 25–50% kosztów), bądź uwzględnienia udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji (powyżej 50% kosztów). Dla tych ostatnich instalacji cena sprzedaży będzie stanowiła iloczyn ceny zaproponowanej w ofercie aukcyjnej oraz tego udziału obliczonego zgodnie ze wzorem wskazanym w przepisach.

Instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, podobnie jak instalacje nowe, rozpoczynające wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej, zostaną objęte systemem taryf gwarantowanych (*feed-in-tariff, FiT*), a instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW mogą wejść do systemu dopłat do ceny rynkowej (*feed-in premium, FiP*). Tu również będzie miało zastosowanie skrócenie okresu wsparcia lub obliczenie ceny sprzedaży przez udział wyliczony na podstawie poniesionych na modernizację nakładów.

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej wsparciem, ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r.

**Cena sprzedaży oraz stała cena zakupu dla instalacji modernizowanych**

Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych ma w założeniu wpisać się jak najpełniej w dotychczasowy system wsparcia w systemie taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz systemu aukcyjnego, a sprawne współuczestniczenie w tych systemach instalacji po zakończeniu modernizacji ma być realizowane przez zastosowanie skrócenia okresu wsparcia, obliczenia ceny sprzedaży i stałej ceny zakupu, przez uwzględnienie udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów w kosztach referencyjnych wybudowania nowej

instalacji oraz konieczność posiadania dodatkowych dokumentów podlegających ewentualnej kontroli Prezesa URE.

W pierwszej kolejności, dla zachowania spójności terminologicznej oraz w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych przy ustalaniu momentu przeprowadzenia modernizacji, zmieniono brzmienie art. 2a ustawy OZE, w którym dodano pkt 2 oraz pkt 3, uściślające rozumienie rozpoczęcia i zakończenia modernizacji. Pierwszy z tych terminów oznacza dzień rozpoczęcia prac budowlanych związanych z modernizacją bądź podjęcie zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia że modernizacja staje się nieodwracalna. Zakończenie modernizacji oznacza dzień wskazany w oświadczeniu wytwórcy, potwierdzającym dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji albo dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy, albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później. W związku z wyodrębnieniem rozpoczęcia i zakończenia modernizacji konieczne było w szczególności doprecyzowanie przepisów art. 9 ust. 1 pkt 6 i 8, ust. 1a pkt 5 i 7, art. 25 pkt 5, art. 39 ust. 2 pkt 4, art. 39a ust. 2 pkt 3, art. 70b ust. 4 i ust. 16 pkt 4, art. 74 ust. 1, ust. 3, ust. 7 pkt 4–5 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE.

Instalacje zmodernizowane po wejściu w życie przepisów w brzmieniu wprowadzonym projektem ustawy mogą uczestniczyć w systemach: taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz aukcyjnym. Nie przewidziano dla nich utrzymania obowiązku zakupu. Dotychczasowe przepisy dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej ze zmodernizowanych instalacji OZE wyekspirowały, poza art. 42 ust. 1 pkt 4, który wymagał uchylenia.

**Korekta wysokości wsparcia dla instalacji zmodernizowanej**

Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem przepisów ustawy OZE modernizacja była rozumiana jako odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji (w tym mikroinstalacji). Dodatkowe przepisy nakładały na wytwórców inne warunki, takie jak obowiązek poniesienia nakładów wyższych lub równych 30% początkowej wartości instalacji (art. 41 ust. 7 pkt 2 ustawy) albo 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji (zmieniony art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy).

Nowelizacja w miejsce tych warunków wprowadza ogólną zasadę związaną z nakładami poniesionymi na modernizację instalacji odniesionymi do kosztów kwalifikowanych wybudowania 1 MW nowej referencyjnej instalacji, których wysokość zostanie ustalona rozporządzeniem ministra właściwego do spraw klimatu (art. 74 ust. 9 ustawy). Od tak wyliczonej wartości procentowej jest uzależniony okres wsparcia albo wysokość stałej ceny zakupu albo ceny sprzedaży wyliczonych z uwzględnieniem udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji. Stosowne przepisy wprowadzono w art. 74 ust. 2d.

Dla instalacji, dla których poniesione i udokumentowane nakłady wyniosły nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej instalacji, wsparcie zostanie ograniczone z 15 do 5–7 lat, ale będzie ono udzielone w pełnej wysokości. W przypadku instalacji zmodernizowanych, gdzie nakłady inwestycyjne modernizacji wyniosły powyżej 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE, dla obliczenia ceny sprzedaży należy zastosować udział poniesionych kwalifikowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Odpowiednie przepisy w tym zakresie dla systemu taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej wprowadzone zostały w art. 70f ust. 4 ustawy OZE, dla systemu aukcyjnego w art. 77 ust. 2a tej ustawy (ograniczenie okresu wsparcia) oraz dla wszystkich systemów w art. 74 ust. 2b–2f ustawy OZE (szczegółowe zasady wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży). Należy przy tym zaznaczyć, że wyliczenia stosowane w systemie taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej, należy stosować dodatkowo, uwzględniając przepisy art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy OZE.

Szczegółowe zasady prezentuje poniższa tabela:

<table>
<tr><th colspan="3">Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych kosztów modernizacji (w odniesieniu do nakładów na nową referencyjną instalację OZE)</th></tr>
<tr><th>Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych modernizacji</th><th>Okres wsparcia</th><th>Wysokość wsparcia</th></tr>
<tr><td>nie mniejsze niż 25 – nie większe niż 33%</td><td>5 lat</td><td rowspan="3">Pełna cena sprzedaży albo stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1)</td></tr>
<tr><td>większe niż 33 – nie większe niż 40%</td><td>6 lat</td></tr>
<tr><td>większe niż 40 – nie większe niż 50%</td><td>7 lat</td></tr>
</table>

| | | |
|---|---|---|
| większe niż 50 – nie większe niż 100% | 15 lat | Korekta udziałem nakładów inwestycyjnych modernizacji – większym niż 0,5 i nie większym niż 1 (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1) |

**Przystąpienie instalacji zmodernizowanych do systemów FiT oraz FiP**

Projekt ustawy nie wprowadza znaczących zmian w procedurze przystąpienia wytwórcy energii elektrycznej, który planuje sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE, do systemu wsparcia taryf gwarantowanych lub dopłat do ceny rynkowej. Podobnie jak wytwórca energii elektrycznej z planowanej do uruchomienia instalacji, składa on Prezesowi URE deklarację w zakresie wskazanym w art. 70b ust. 1 ustawy OZE. W przypadku instalacji zmodernizowanej dołącza do niej oświadczenie o udziale procentowym wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Następnie Prezes URE, w terminie 45 dni, wydaje takiemu wytwórcy zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej (ust. 8).

Po zakończeniu modernizacji wytwórca powinien spełnić wymagania zawarte w art. 70b ust. 11b ustawy OZE, tj. przekazać odpowiednie oświadczenia lub inne wymagane dokumenty Prezesowi URE, Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz sprzedawcy zobowiązanemu albo wybranemu podmiotowi. Poza oświadczeniem o zakończeniu modernizacji potwierdzonym kopią odpowiedniego dokumentu, o ile jego uzyskanie jest wymagane przepisami prawa, wytwórca powinien też przedstawić opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji (PCA) potwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Tożsamy przepis w zakresie opinii jednostki akredytowanej przez PCA oraz oświadczenia potwierdzającego datę zakończenia modernizacji lub kopii dokumentu dla instalacji biorących udział w aukcjach wprowadzono w art. 83 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE.

Przesłanie oświadczeń lub dokumentów Prezesowi URE jest powiązane z fakultatywnym uprawnieniem Prezesa URE do przeprowadzenia ich kontroli, co będzie bezpośrednio przekładać się na przejrzystość procesu przydzielania wsparcia i zastosowania udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji dla wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży albo też skróconego okresu wsparcia. W art. 84 ust. 1 ustawy dodano odwołanie do przywołanych przepisów, co pozwala Prezesowi URE na kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji.

Odpowiednio uzupełniono również art. 86 ustawy, przez umożliwienie wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórców energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji odnawialnego źródła energii oraz art. 87 odnoszący się do kwestii protokołu z przeprowadzonej kontroli, zawierającego ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń.

W art. 70b ust. 16 ustawy określono, że wytwórca może złożyć deklarację o sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy nie wcześniej niż 24 miesiące przed zakończeniem korzystania z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda. Okres 24 miesięcy ma pozwolić wytwórcy na przeprowadzenie koniecznych prac przygotowawczych związanych z modernizacją, takich jak projektowanie czy zapewnienie sobie finansowania na pokrycie koniecznych nakładów. Ma też dać mu potrzebny czas na takie zorganizowanie prac modernizacyjnych, aby do minimum skrócić okres przestoju instalacji i zminimalizować związane z tym koszty finansowe i środowiskowe. Rozpoczęcie modernizacji może nastąpić dopiero po otrzymaniu przez wytwórcę zaświadczenia określonego w ust. 8, wydawanego na podstawie złożonej deklaracji (ust. 16 pkt 4). Wynika to z zagwarantowania spełnienia efektu zachęty dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych. Wytwarzanie energii po zakończeniu modernizacji rozpocznie się w dniu, w którym instalacja będzie spełniała warunek niekorzystania z innych systemów wsparcia.

Wprowadzenie art. 70e ust. 2a ustawy jest związane z obliczeniem skorygowanej stałej ceny zakupu w zależności od wyliczonego udziału nakładów inwestycyjnych na modernizację w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji OZE albo uwzględnienia zróżnicowanych okresów wsparcia. Zgodnie z jego brzmieniem w przypadku instalacji zmodernizowanych o udziale nakładów przekraczającym 50%, należy uwzględnić przeliczenie wynikające z tego udziału oraz odpowiednią wartość wskazaną w art. 70e ust. 1 pkt 1 albo pkt 2. Dla przykładu, jeżeli udział nakładów inwestycyjnych na modernizację w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji OZE wyniósł 0,8, to stała cena zakupu będzie wynosić dla niej 72% albo 76% ceny referencyjnej (0,8 stałej ceny zakupu z uwzględnieniem reguły 90% albo 95% procent).

Zmiany w art. 70f ustawy wynikają z ustalenia, że wsparcie dla instalacji zmodernizowanych trwa maksymalnie 15 lat (ust. 4 pkt 2), ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r., z zastrzeżeniem skróconego wsparcia dla instalacji zmodernizowanych w zakresie nie

mniejszym niż 25% i nie większym niż 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE (ust. 4 pkt 1).

Zasady rozliczania instalacji zmodernizowanych zostały unormowane w przepisach art. 92 ust. 1b oraz art. 93 ust. 1 i2 ustawy.

**Okres na rozpoczęcie modernizacji – 24 miesiące przed wygaśnięciem systemu wsparcia**

W związku z zagwarantowaniem wytwórcy możliwości złożenia deklaracji o udziale w aukcji do 24 miesięcy przed zakończeniem korzystania z dotychczasowego systemu wsparcia, były konieczne również zmiany w art. 74 ustawy OZE. W ust. 2 pkt 1 wskazano, że energię elektryczną w drodze aukcji może zostać sprzedana, jeżeli w okresie wskazanym w ofercie tej instalacji nie przysługuje już pierwotne wsparcie. W ust. 7 pkt 1 w zakresie złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji określono, że może ono zostać złożone, gdy prawo do dotychczasowego systemu wsparcia wygasło albo do spełnienia tego warunku pozostają mniej niż 24 miesiące.

W art. 74 ust. 2 pkt 2 określono podział modernizacji instalacji OZE na dwie podstawowe grupy, tj. modernizację w zakresie 25–50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz w stosunku wyższym niż 50%. W pkt 4, w odniesieniu do zmodernizowanych instalacji OZE planowanych do uczestnictwa w systemie aukcyjnym, utrzymano dotychczasową normę stanowiącą, że modernizacja nie może oznaczać obniżenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub spadku ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Było to podyktowane podstawowym celem wprowadzanego systemu wsparcia, a mianowicie zwiększeniem lub utrzymaniem produkcji energii elektrycznej z OZE w istniejących instalacjach, przy optymalizacji kosztów ekonomicznych i środowiskowych. Obowiązek ten ograniczono przy tym wyłącznie do instalacji zmodernizowanych, które biorą udział w aukcjach. Zarówno w przypadku konwersji instalacji OZE i jednostek wytwórczych niebędących instalacjami OZE na instalacje OZE oraz modernizacji instalacji zamierzających skorzystać z systemów FiT/FiP zmniejszenie mocy jest dopuszczalne.

W pkt 3 tego samego ustępu określono zamknięty katalog technologiczno-paliwowy zmodernizowanych instalacji kwalifikujących się do systemu wsparcia. W aukcjach będą mogły wziąć udział zmodernizowane instalacje, które wykorzystują wyłącznie biogaz rolniczy albo wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo wyłącznie biogaz inny, albo wyłącznie hydroenergię, jeżeli moc zainstalowana tej elektrowni wodnej nie przekracza 5 MW, albo biomasę (w dedykowanej

instalacji spalania biomasy lub dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego lub układzie hybrydowym), albo odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14 (w instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji).

To ostatnie zastrzeżenie jest wynikiem uwzględnienia motywu 86 komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (2022/C 80/01) (Dz. Urz. UE C 80 z 18.02.2022, str. 1), zwanego dalej „CEEAG", który stanowi, że pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 74 ust. 2a ustawy przedstawia szeroki katalog kosztów, który zostanie szczegółowo rozwinięty w rozporządzeniu wydanym na podstawie upoważnienia ustawowego zawartego w ust. 9. Ustępy 2b–2f to przepisy regulujące wyliczenie stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży dla instalacji zmodernizowanych, przy uwzględnieniu udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

W art. 74 ust. 3 ustawy utrzymano przepis dotyczący skutków modernizacji instalacji OZE przeprowadzonej w okresie, kiedy wytwórcy przysługuje prawo wynikające z dotychczasowego systemu wsparcia. Z tak przeprowadzoną modernizacją nie wiąże się również wydłużenie okresu wsparcia w dotychczasowym systemie o okresy przewidziane dla systemu dla instalacji zmodernizowanych.

**Przystąpienie instalacji modernizowanej do aukcji**

Projekt ustawy stanowi, że wytwórca energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który zamierza przystąpić do aukcji, może uzyskać od Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji (art. 74 ust. 7 ustawy OZE) tylko i wyłącznie, gdy instalacja nie korzysta już z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda lub do dnia, kiedy ten warunek zostanie spełniony, pozostało mniej niż 24 miesiące (pkt 1), w ramach modernizacji zostaną poniesione koszty nie mniejsze niż 25% kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji, moc instalacji lub jej zdolność wytwórcza nie ulegną zmniejszeniu, a instalacja będzie korzystała z zawężonego katalogu technologii (pkt 2), rozpoczęcie modernizacji nastąpi po zamknięciu sesji aukcji (pkt 4), a wytwarzanie energii po zakończeniu modernizacji

rozpocznie się po spełnieniu warunku niekorzystania z innego systemu wsparcia (pkt 5). Zgodnie z brzmieniem art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE nadanym projektem, wytwórca energii ze zmodernizowanej instalacji OZE musi po raz pierwszy sprzedać energię po zakończeniu modernizacji w terminie 42 miesięcy od zakończenia sesji aukcji, w której złożył zwycięską ofertę.

We wprowadzeniu do wyliczenia w art. 74 ust. 9 ustawy OZE zaproponowano zmiany mające na celu doprecyzowanie podstawowych informacji, które powinny znaleźć się w rozporządzeniu określającym katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Nowe brzmienie przepisu wskazuje, że koszty mają odnosić się do mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz należy je wskazać oddzielnie w podziale na rodzaje instalacji oraz przeliczyć je na 1 MW zmodernizowanej instalacji OZE. Wskazano też zawężony katalog technologii, które mają prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

W art. 79 ust. 3 ustawy wprowadzono pkt 5b stanowiący, że w przypadku instalacji planowanej do modernizacji, wytwórca będący uczestnikiem aukcji załącza do oferty informację o udziale wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Ma to pozwolić ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz regulatorowi na określenie kosztów funkcjonowania systemu wsparcia w kolejnych latach.

### 4.2. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa okres przysługiwania prawa do dotychczasowego systemu wsparcia

System wsparcia operacyjnego jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji ponoszą koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Jest to nowy system wsparcia, dedykowany dla elektrowni wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biomasowych (obejmujących dedykowane instalacjach spalania biomasy, układy hybrydowe i dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego), biogazowych oraz wykorzystujących odpady (instalacje termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji) w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW przewiduje się konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje, co wiąże się ze spełnieniem wymagań

zawartych w CEEAG. Oferty w aukcjach będą składane na okres jednego roku. Dla uniknięcia nadmiaru obciążeń administracyjnych wytwórca przystępując do pierwszej aukcji jest zobowiązany do złożenia deklaracji oraz uzyskania poświadczenia jej przyjęcia, w przypadku kolejnych aukcji przewidywana jest uproszczona procedura polegająca na złożeniu oświadczenia o braku zmian warunków technicznych instalacji będącej przedmiotem złożonej wcześniej deklaracji.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW ma obowiązywać system dopłat do ceny rynkowej (podobny do funkcjonującego obecnie mechanizmu *feed-in-premium* – FiP) przy sprzedaży niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii wybranemu podmiotowi. Ustawodawca nie zakłada mechanizmu wsparcia w postaci taryf gwarantowanych, wychodząc z założenia, że system wsparcia operacyjnego jest przewidziany dla podmiotów długo obecnych na rynku energii, które nie potrzebują dodatkowych przepisów ułatwiających funkcjonowanie na rynku energii.

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW uczestniczący w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego otrzymuje wsparcie maksymalnie przez rok kalendarzowy, tj. od dnia 1 stycznia do 31 dnia grudnia. Aby skorzystać ze wsparcia w kolejnym roku kalendarzowym, wytwórca będzie musiał złożyć w aukcji kolejną ofertę. Instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW będą mogły otrzymać stałą cenę zakupu stanowiącą 90% referencyjnej ceny operacyjnej.

### *Vacatio legis* dla systemu wsparcia operacyjnego

Biorąc pod uwagę bardzo wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii w drugiej połowie 2022 r. (produkt BASE osiągnął w sierpniu poziom 1390,76 zł / 1 MWh, a kontrakty terminowe na kolejne lata są zawierane na poziomie ok. 1500 zł / 1 MWh), projektodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* dla systemu wsparcia operacyjnego do dnia 1 lipca 2025 r. Taki termin pozwoli na przeprowadzenie procedury notyfikacyjnej przy jednoczesnym monitorowaniu sytuacji rynkowej. W powyższym terminie powinny wejść w życie również przepisy wykonawcze do systemu wsparcia operacyjnego, a więc pierwsze rozporządzenie ustalające referencyjną cenę operacyjną na podstawie art. 83g ust. 1, a także przepis art. 184n ustawy umożliwiający określenie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. Pozwoli to na przeprowadzenie pierwszych aukcji na wsparcie operacyjne jeszcze w 2025 r. oraz uzyskanie prawa do pokrycia salda ujemnego na podstawie wygranej oferty w aukcjach na wsparcie operacyjne w 2026 r.

W przypadku spadku cen energii i ryzyka wyjścia z systemu instalacji OZE o znaczącym pozytywnym wpływie na krajowy system elektroenergetyczny, a jednocześnie kosztach operacyjnych przekraczających przychody z rynku energii, ustawodawca może dostosować *vacatio legis* do nowej sytuacji.

**Okres przysługiwania prawa do wsparcia operacyjnego**

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r. (nowy art. 70j ust. 3 ustawy). Ostateczny termin przysługiwania prawa do wsparcia został ustalony przy uwzględnieniu przepisów pkt 70 CEEAG: „Komisja zatwierdzi środki na podstawie niniejszych wytycznych na okres maksymalnie 10 lat, choć w niektórych przypadkach może to być dalej ograniczone (zob. pkt 76). Jeżeli państwo członkowskie pragnie przedłużyć okres obowiązywania środka poza ten maksymalny okres, może ponownie zgłosić środek. (…).”.

**Stała cena zakupu we wsparciu operacyjnym**

Dodawane przepisy artykułów 70g–70j do ustawy OZE regulują zasady uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Art. 70g, opierając się o dzisiejsze przepisy art. 70a ust. 1 i 2, określa technologie jednostek, które mogą ubiegać się o wsparcie; precyzuje, że jest ono przewidziane dla jednostek nieotrzymujących wsparcia w innych systemach, adresuje kwestię przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji oraz reguluje kwestię magazynów energii przyłączonych do instalacji otrzymujących wsparcie operacyjne. W zakresie biomasy uwzględniono technologie dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego oraz układów hybrydowych, wychodząc z założenia, że spalanie wielopaliwowe może stanowić technologię jedynie uzupełniającą udział OZE w miksie energetycznym Polski. Do katalogu instalacji objętych systemem wsparcia dołączono również instalację termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. To ostatnie zastrzeżenie jest związane z wymogiem opisanym w motywie 86 CEEAG: „Pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji.”.

**Wejście instalacji do systemu wsparcia operacyjnego**

W projektowanym art. 70h ustawy OZE uregulowano, jakie formalne kroki musi przejść wytwórca, aby móc sprzedawać energię po stałej cenie zakupu wyliczonej w stosunku

do referencyjnej ceny operacyjnej. Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest obowiązany do złożenia do Prezesa URE deklaracji, która jest uregulowana w art. 70h ust. 1–4. W zakresie informacji zawartych w deklaracji jest to deklaracja tożsama do tej z art. 70b z zastrzeżeniem, że wytwórca nie przekazuje informacji o sprzedawcy zobowiązanym, ponieważ w systemie wsparcia operacyjnego wytwórca, jako profesjonalny podmiot działający od dłuższego czasu na rynku energii, jest obowiązany do wyboru własnego sprzedawcy.

Dodawane art. 70h ust. 2 i 3 regulują tryb złożenia i zakres deklaracji oraz wymieniają oświadczenia, które wytwórca jest zobowiązany załączyć do deklaracji. Treść oświadczenia, o którym mowa w ust. 3 pkt 6, została dostosowana w taki sposób by oddawała okoliczności właściwe dla wytwórców mogących uczestniczyć w tym systemie wsparcia. W ust. 5 określono termin wydania zaświadczenia dla wytwórcy przez Prezesa URE na 45 dni. Jednocześnie pozostawiono możliwość zmiany przez wytwórcę kluczowych elementów deklaracji, tj. planowanej daty zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii, mocy instalacji OZE oraz ilości energii, jaką planuje sprzedać w trakcie okresu wsparcia.

Należy tu zaznaczyć, że wytwórca nie ma możliwości powtórnego złożenia deklaracji po upływie okresu wsparcia w systemie wsparcia operacyjnego. Nie może więc powtórnie wejść do systemu, ma jednak prawo modyfikacji deklaracji. Wytwórca, wychodząc z systemu, powinien zakładać, że będzie mógł pokrywać koszty operacyjne z rynkowych przychodów ze sprzedaży energii. Może też zdecydować się na modernizację swojej jednostki wytwórczej z OZE, co pozwoli mu zgłosić instalację do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

Do opisanej powyżej deklaracji wytwórca dołącza oświadczenia (ust. 4): o dniu zakończenia uczestnictwa w innych systemach wsparcia (pkt 1), o tym, że nie będzie otrzymywał wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy oraz uczestniczył w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (pkt 2), zobowiązanie do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w terminie 3 miesięcy od dnia wydania przez Prezesa URE zaświadczenia opisanego w ust. 5 (pkt 3) oraz oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji (pkt 4). Wspomniane zaświadczenie wydaje Prezes URE w terminie 45 dni od złożenia deklaracji (ust. 5). Odmowa jego wydania może nastąpić w sytuacji, gdy składana deklaracja nie spełnia warunków w zakresie niezbędnych informacji i oświadczeń lub gdy wydanie zaświadczenia będzie wiązało się z przekroczeniem maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji na podstawie art. 70i. W sytuacji odmowy wydania

zaświadczenia, wytwórca może wnieść zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, co reguluje ust. 10.

Po otrzymaniu zaświadczenia wytwórca może zmienić (ust. 7) deklarację w zakresie skrócenia okresu uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego (pkt 1) oraz mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji (pkt 2). Ma to pozwolić wytwórcy na pewną elastyczność w przypadku, gdyby z racji wystąpienia nieprzewidzianych okoliczności zaszła konieczność modyfikacji mocy instalacji oraz gdyby wytwórca zdecydował się na wcześniejsze wyjście z sytemu wsparcie operacyjnego, co może być wynikiem konieczności przeprowadzenia modernizacji i chęci wejścia do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, czy zmiany sytuacji rynkowej pozwalającej na pokrycie kosztów operacyjnych z przychodów rynkowych ze sprzedaży energii. Jednakże nie przewiduje się możliwości takiej zmiany, która skutkowałaby zmianą referencyjnej ceny operacyjnej, będącej podstawą do wyliczenia stałej ceny zakupu.

Art. 70h ust. 8 stanowi, że wytwórca, który uzyskał zaświadczenie na okres krótszy niż 10 lat lub skrócił ten okres zmieniając deklarację, nie może złożyć kolejnej deklaracji. Celem tego przepisu jest uniknięcie sytuacji wchodzenia do systemu i wychodzenia z niego według chwilowego, partykularnego interesu wytwórcy, co będzie tworzyło nadwymiarowe obciążenia administracyjne dla regulatora oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej. Wytwórca, jako podmiot o wieloletniej obecności na rynku energii, musi podjąć decyzję co do uczestnictwa w systemie zapewniającym mu rentowność albo trwale z niego wyjść w sytuacji, gdy tego wsparcia już nie potrzebuje.

Projektowany art. 70i ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów dla wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji OZE, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego (ust. 2). Wskazane w tym rozporządzeniu wartości, obok ryzyka niezbilansowania produkcji energii z instalacji OZE w krajowym systemu elektroenergetycznego (ust. 1), są przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

Wysokość stałej ceny zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz maksymalny okres wsparcia i planowany termin zakończenia systemu wsparcia operacyjnego są wskazane w projektowanym art. 70j ustawy. Wytwórcom w systemie wsparcia operacyjnego, którzy nie uczestniczą w aukcjach, przysługuje 90% referencyjnej ceny operacyjnej ustalonej na dany rok

kalendarzowy. Oznacza to, że stała cena zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW nie jest ustalona jednokrotnie na 10-letni okres prawa do wsparcia, lecz może być zmieniana w trakcie tego okresu w związku z wydaniem nowego rozporządzenia na podstawie art. 83g ust. 1 ustawy. Referencyjna cena operacyjna nie podlega waloryzacji.

**Udział w aukcjach na wsparcie operacyjne**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne (art. 83b ustawy). Katalog technologii dopuszczonych do aukcji jest podobny jak w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, a więc do biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, oczyszczalni ścieków, innego biogazu oraz hydroenergii i biomasy, z uwzględnieniem układów hybrydowych, jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Szczegółowo jest to wskazane w art. 83g ust. 3 przy wskazaniu podziału właściwego dla operacyjnej ceny referencyjnej.

Aukcje są ogłaszane przez Prezesa URE co najmniej raz w roku. Należy przy tym zaznaczyć, że konieczne do przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne jest wydanie rozporządzenia Rady Ministrów, w którym zostanie określona maksymalna ilość i wartość energii do sprzedaży w ramach aukcji w kolejnym roku kalendarzowym. Takie rozporządzenie winno zostać wydane do dnia 31 marca każdego roku (art. 83c ust. 2 ustawy). Jak już wyjaśniono wcześniej, pierwsze rozporządzenie określające maksymalną ilość i wartość energii do sprzedaży w ramach aukcji w 2025 r. zostanie wydane w terminie do dnia 30 września 2025 r.

Udział w aukcji mogą wziąć wytwórcy, którzy złożyli deklarację, o której mowa w art. 83b ust. 2 pkt 1, i uzyskali potwierdzenie jej przyjęcia przez Prezesa URE. Wytwórca, który wszedł do systemu aukcji na wsparcie operacyjne na podstawie potwierdzenia przyjęcia deklaracji, w kolejnych 9 latach kalendarzowych nie musi składać deklaracji przed aukcją obejmującą wsparcie w kolejnym roku kalendarzowym. Przechodzi jedynie uproszczoną procedurę obejmującą złożenie oświadczenia, że warunki techniczne instalacji OZE objętej deklaracją nie uległy zmianie.

W art. 83d ust. 5 uregulowano tzw. koszyki aukcyjne oraz to, że aukcje na wsparcie operacyjne przeprowadza się odrębnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW:

1) wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy (np. 83g ust. 3 pkt 12–13),
2) wykorzystujących wyłącznie biogaz składowiskowy, biogaz z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny (niż rolniczy, składowiskowy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków), a także dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego(art. 83g ust. 3pkt 14–23),
3) wykorzystujących wyłącznie hydroenergię o mocy nie większej niż 5 MW (art. 83g ust. 3 pkt 25).

**Prawo do pokrycia salda ujemnego i obowiązek pokrycia salda dodatniego**

Wytwórcy, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda przez rok, licząc od pierwszego dnia kolejnego roku kalendarzowego rozpoczynającego się po zamknięciu sesji aukcji na wsparcie operacyjne (art. 83e ust. 1i 2). Oznacza to, że np. w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne, której sesja zamknie się w dniu 10 grudnia 2026 r., wsparcie dla wytwórców, którzy złożyli zwycięskie oferty, będzie przysługiwać w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2027 r. Wytwórca wygrywając aukcję bierze na siebie comiesięczne obowiązki sprawozdawcze w zakresie ilości wyprodukowanej energii oraz zobowiązanie do realizacji zapisanego w ofercie wolumenu produkcji energii elektrycznej. Rozliczenie tej ilości następuje po zakończeniu roku kalendarzowego, w którym przysługiwało wytwórcy wsparcie (art. 83f ustawy).

Z obowiązkami sprawozdawczymi wytwórców, których instalacje uczestniczą w systemie wsparcia operacyjnego, wiążą się również zmiany redakcyjne w art. 93. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii uczestniczący w systemie wsparcia operacyjnego (zarówno w oparciu o stałą cenę zakupu, jak i otrzymujący wsparcie na mocy zwycięskiej oferty), jest obowiązany do prowadzenia wskazanej w ust. 2 dokumentacji, w tym dobowych ilości sprzedanej energii objętej wsparciem, obliczenia wartości tej energii jako iloczynu ilości energii oraz średniej dziennej ceny energii elektrycznej, przekazywania tych informacji operatorowi rozliczeń energii odnawialnej w sprawozdaniu miesięcznym w terminie 15 dni od zakończenia danego miesiąca oraz uwzględnienia w tym sprawozdaniu ilości zakwestionowanej energii elektrycznej (zgodnie z art. 88 ust. 1 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego w oparciu o pokrycie ujemnego salda lub zwrot salda dodatniego wymagało też odpowiednich zmian w art. 93 ust. 9 ustawy regulującym kwestię pokrycia ujemnego salda przez operatora rozliczeń energii odnawialnej.

Jednocześnie na wytwórcy spoczywa obowiązek rozliczenia ewentualnego salda dodatniego. Podobnie jak w przypadku aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji nowych oraz zmodernizowanych, dodatnie saldo będzie rozliczane w okresie trzech lat kalendarzowych w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu (art. 93 ust. 12 ustawy).

**Analiza i rozporządzenie w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej**

Projektowany art. 83g ust. 1–3 ustawy reguluje kwestię rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej. W ust. 2 wyszczególniono katalog kosztów branych pod uwagę przy wydawaniu rozporządzenia. Uwzględniono w nim szeroki katalog kosztów operacyjnych, który uwzględnia koszty typowe dla technologii wspieranych w przedmiotowym systemie wsparcia. W ust. 3 określono podział technologiczno-mocowy na odrębne grupy, dla których zostanie wyznaczona cena referencyjna.

Ww. rozporządzenie będzie wydawane co rok i określi referencyjną cenę operacyjną obowiązującą wytwórców wchodzących do systemu dopłat do ceny rynkowej (FiP) oraz uczestniczących w aukcjach na wsparcie operacyjne.

W pierwszym roku wejścia do systemu wsparcia operacyjnego, cena będzie obowiązywać od momentu wejścia w życie tego rozporządzenia do końca kolejnego roku kalendarzowego. Dla przykładu, jeżeli wytwórca wejdzie do systemu wsparcia operacyjnego na zasadzie FiP z dniem 1 grudnia, to cena będzie go obowiązywać przez 13 miesięcy, tj. do końca kolejnego roku kalendarzowego. W kolejnych latach może jednak wystąpić sytuacja, w której wytwórca przystąpi do systemu wsparcia operacyjnego w formule FiP w pierwszej połowie roku, a więc na podstawie ceny z rozporządzenia wydanego w roku poprzedzającym. W takim przypadku „stara" cena będzie obowiązywać takiego wytwórcę do końca roku, w którym przystąpił do systemu, a od stycznia kolejnego roku jego cena zostanie zaktualizowana w oparciu o nowe stawki (art. 70j ust. 4).

W przypadku wytwórców biorących udział w aukcjach na wsparcie operacyjne, referencyjne ceny operacyjne ogłoszone w rozporządzeniu określają maksymalne ceny w aukcjach na wsparcie operacyjne przeprowadzanych w tym samym roku kalendarzowym, a

przez to także maksymalny poziom wsparcia dla tych wytwórców w kolejnym roku kalendarzowym.

**Zobowiązania wytwórcy oraz kompetencje kontrolne Prezesa URE**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE, składając ofertę w aukcji, zobowiązuje się do wytwarzania i sprzedaży objętego ofertą wolumenu energii elektrycznej w kolejnym roku kalendarzowym rozpoczynając sprzedaż tej energii elektrycznej w pierwszych 30 dniach roku następującego po roku zamknięcia sesji aukcji, w której złożono zwycięską ofertę (art. 83h ust. 3 pkt 5 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego wymagało również poszerzenia kompetencji kontrolnych Prezesa URE w odniesieniu do instalacji OZE korzystających z tego wsparcia. I tak, w zakresie upoważnienia do kontroli Prezesa URE, w ustawie OZE w art. 84 ust. 1, art. 87 i w art. 88 ust. 1 dodano odwołanie do oświadczenia wskazanego w art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7. Uzupełniono również odpowiednio art. 86 pkt 1 lit. a.

Z racji objęcia systemem wsparcia operacyjnego instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, było konieczne uwzględnienie odpowiednich odesłań w art. 93a ustawy. Regulują one kwestie przedłożenia Prezesowi URE opinii akredytowanej jednostki dotyczącej zasadności uznania danej instalacji za działającą w wysokosprawnej kogeneracji, ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza nimi oraz uwzględniania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w pokryciu przyszłego ujemnego salda przez operatora systemu rozliczeń energii odnawialnej. Z tym ostatnim wiążą się również zmiany redakcyjne we wzorze określonym w art. 93a ust. 4 ustawy.

System wsparcia operacyjnego został również uwzględniony w art. 168 regulującym przesłanki wymierzenia kary finansowej. W ust. 15 uregulowano sankcje dotyczące niedotrzymania obowiązku dostarczenia co najmniej 85% wolumenu energii zadeklarowanej w ofercie złożonej w aukcji na wsparcie operacyjne. To z kolei wymagało zmian w art. 170 ust. 6 pkt 2 ustawy, polegającej na wprowadzeniu do ustawy wzoru do wyliczenia wysokości kary pieniężnej dla wytwórców korzystających ze wsparcia operacyjnego.

## 5. Hybrydowe instalacje OZE

**Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz mocy zainstalowanej**

W projekcie zaproponowano zmianę definicji „hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii" oraz „mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii".

Proponowana modyfikacja stanowi efekt uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych. Zmiana zapewni istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. W szczególności, istotne jest stabilizowanie, już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. Taki obowiązek w sposób znaczny wpłynie także na rozwój sektora magazynowania energii. Tworzenie regulacji prawnych mających na celu wzrost znaczenia magazynów energii nie tylko sprzyja bezpieczeństwu sieci elektroenergetycznej, ale też zachęca do stałego rozwoju tej technologii. W efekcie tego należy się spodziewać wzrostu efektywności pracy tych magazynów, co bezpośrednio przełoży się na popularność ich stosowania i spadek kosztów. Ma to szczególne znaczenie nie tylko dla dużych instalacji odnawialnego źródła energii, ale również dla mikroinstalacji. Tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie autokonsumpcji energii odnawialnej. Dodatkowo, projektodawca dopuścił możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci do magazynu energii, będącego częścią instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE, pod warunkiem zastosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego. To rozwiązanie powinno przyczynić się do stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej.

Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła wskazano urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.

Co istotne instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.

## 6. Inne przepisy

**Zmiany wprowadzone w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii**

**Poszerzenie obszaru działania spółdzielni energetycznych**

Od dnia wprowadzenia do polskiego systemu prawnego spółdzielni energetycznych, co dokonało się na podstawie ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925), w wykazie spółdzielni energetycznych zamieszczono zaledwie kilka takich podmiotów, co w porównaniu z danymi z innych państw członkowskich, pozwala na przyjęcie tezy, że instytucja ta, jak dotąd, nie rozwija się prawidłowo w satysfakcjonującym tempie. Dla porównania można wskazać, że w Niemczech funkcjonuje około tysiąc spółdzielni energetycznych. Wiele tego rodzaju podmiotów prowadzi działalność na terenie Austrii oraz Danii. Spółdzielnie energetyczne są popularne także m.in. w Holandii, Szwecji, Finlandii, we Włoszech, Belgii, Francji oraz Hiszpanii.

Podstawowym celem projektowanych zmian jest poprawa warunków dla rozwoju energetyki rozproszonej na terenach wiejskich w formie spółdzielni energetycznej. Przygotowane przepisy mają ułatwić tworzenie i funkcjonowanie tej formy lokalnego zrzeszenia, a także zachęcić podmioty do angażowania się w tego rodzaju inicjatywy.

W związku z wykazanym celem zmiany ustawy, dokonano również poszerzenia obszaru działalności spółdzielni energetycznych, przez umożliwienie im działania w obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego zaopatrującego także w biogaz rolniczy lub biometan. Tym samym umożliwiono spółdzielniom wytwarzanie i zużywanie, poza biogazem, również biogazu rolniczego w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 40 mln $m^3$ lub biometanu w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 20 mln $m^3$.

W konsekwencji powyższego, wprowadzono zmiany w przedmiocie działalności spółdzielni (art. 38f ust. 1 ustawy), określeniu zakresu działalności spółdzielni energetycznej podlegającej wpisowi do wykazu spółdzielni energetycznych (art. 38g ust. 2 ustawy), jak również sprawozdawczości i prowadzonej przez spółdzielnię dokumentacji.

Wprowadzono także zmiany o charakterze porządkującym i redakcyjnym do obowiązujących przepisów.

Zmiana art. 2 pkt 33a ustawy ma na celu doprecyzowanie, że przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej może być wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Aktualne brzmienie przepisów nie odnosi się do obrotu i magazynowania energii, co jest

podstawą wątpliwości wyrażanych w doktrynie i praktyce funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

W art. 38c ust. 1a ustawy zaproponowano zredefiniowanie pojęcia członka spółdzielni energetycznej na potrzeby mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Aktualnie za członka spółdzielni energetycznej, w myśl art. 38c ust. 1a ustawy, uważa się podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Z uwagi na fakt rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii jest konieczne rozszerzenie tego pojęcia. W myśl projektowanych zmian za członka spółdzielni należy uznać podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej, a także podmiot, do którego energia ze źródeł odnawialnych wytwarzana przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków jest dostarczana w inny sposób niż za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej. Innym sposobem dostarczenia energii może być udostępnienie urządzeń do ładowania elektrycznego lub dostarczenie zmagazynowanej energii elektrycznej. Podobnie jest w przypadku biogazu, który może być udostępniony odbiorcy końcowemu nie tylko przez sieć dystrybucyjną.

Konsekwencją zaproponowanej zmiany definicyjnej w art. 2 pkt 33a oraz art. 38c ust. 1a ustawy jest także propozycja modyfikacji określenia obszaru działania spółdzielni energetycznej. W myśl projektowanej regulacji obszar ten będzie wyznaczany, na zasadzie alternatywy łącznej, w oparciu o trzy kryteria lokalizacyjne. Po pierwsze w odniesieniu do punktów poboru energii elektrycznej wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Po drugie, przy określeniu miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców ciepła będących członkami tej spółdzielni do sieci dystrybucyjnej ciepłowniczej lub po trzecie – w odniesieniu do miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni do sieci dystrybucyjnej gazowej lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu.

W art. 38c ust. 2 ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym obszar działania spółdzielni energetycznej określa się na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną punktów poboru energii elektrycznej lub miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej lub gazowej wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Proponowana w art. 38c ust. 8 ustawy zmiana ma charakter techniczny i doprecyzowujący. Uszczegóławia, że okresem rozliczeniowym wobec energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest miesiąc kalendarzowy.

W konsekwencji było konieczne także zaproponowanie zmiany art. 38c ust. 9 pkt 1 ustawy przez usunięcie wyrażenia, że okres rozliczeniowy może być przyjęty w umowie, skoro okres ten zostanie zdefiniowany w akcie prawnym.

Proponowana zmiana art. 38d ustawy doprecyzowuje problematykę zawierania umów kompleksowych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze zamierza rozpocząć działanie lub działa spółdzielnia energetyczna oraz nakłada na OSD obowiązki wobec spółdzielni energetycznej i jej członków.

Projektowane uchylenie zawartego w art. 38e w ust. 1 pkt 2 ustawy ograniczenia dotyczącego liczby członków odwołuje się do istoty spółdzielni jako podmiotu będącego dobrowolnym zrzeszeniem nieograniczonej liczby osób. Choć funkcjonujące w Polsce społeczności energetyczne nie wykazują, aby bariera ta miała charakter nadrzędny, to doświadczenia innych państw członkowskich pozwalają przyjąć, że zniesienie tego limitu może przyczynić się pozytywnie do rozwoju energetyki rozproszonej.

W art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków.

Zmiana art. 38f ust. 1 ustawy jest konsekwencją zmiany brzmienia art. 2 pkt 33a ustawy. W projektowanych przepisach wyraźnie wskazano, że działalność spółdzielni w zakresie wytarzania energii elektrycznej, ciepła lub biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu, ich magazynowania i obrotu nimi może być prowadzona na rzecz spółdzielni energetycznej, wszystkich lub wybranych członków tej spółdzielni.

Jest to skutek powstających w świetle aktualnie obowiązujących regulacji wątpliwości, czy spółdzielnia energetyczna wytwarzając energię i ciepło powinna dystrybuować je do wszystkich członków spółdzielni energetycznej, czy może to czynić jedynie do wybranych członków w odniesieniu do energii elektrycznej i wybranych w stosunku do ciepła. Proponowana zmiana jednoznacznie przesądza, że z każdego z ustawowych obszarów działalności spółdzielni, o którym stanowi art. 38c ust. 1a, może korzystać jeden lub więcej

członków spółdzielni energetycznej, nie muszą to jednak być wszyscy członkowie spółdzielni energetycznej. Zmiana art. 38g ust. 2 pkt 1 lit. b stanowi konsekwencję zmiany art. 38c ust. 2.

Celem wprowadzenia regulacji art. 38g ust. 6a ustawy jest wprowadzenie zasady usuwania oczywistych błędów w wykazie spółdzielni energetycznych z urzędu, bez konieczności składania stosownych wniosków przez spółdzielnię. Jako podmiot uprawniony do takiego korygowania danych proponuje się Dyrektora Generalnego KOWR. Jest to uzasadnione faktem, że podmiot ten jest ustawowo upoważniony do prowadzenia wykazu spółdzielni energetycznych.

W art. 38l ustawy zawarto przepisy umożliwiające Dyrektorowi Generalnemu KOWR, przed wydaniem decyzji o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej, wezwanie i wyznaczenie spółdzielni energetycznej terminu do usunięcia naruszeń. Jednocześnie wskazano, że wydana decyzja o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej podlega natychmiastowemu wykonaniu, a Dyrektor Generalnych KOWR przekazuje informację o wydaniu tej decyzji właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii. Konsekwencją wprowadzenia tych przepisów jest zmiana w art. 38g ust. 2 oraz wprowadzenie zmian do przepisu przejściowego w art. 42 do projektowanej ustawy.

W art. 38m ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym spółdzielnia energetyczna z dniem zamieszczenia danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznej jest obowiązana do prowadzenia wymaganej dokumentacji oraz przekazywania sprawozdań rocznych do Dyrektora Generalnego KOWR.

Celem przygotowanej regulacji art. 38ma ustawy jest umożliwienie Dyrektorowi Generalnemu KOWR korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii. Jest to regulacja wprowadzona na potrzeby administracyjnej kontroli działania spółdzielni energetycznej, do której z mocy upoważnienia ustawowego jest obowiązany KOWR.

Zmiana art. 40, przez dodanie ust. 1ac, określa jednoznacznie sposób realizacji obowiązku rozliczenia sprzedawcy zobowiązanego w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy w przypadku spółdzielni energetycznej. Proponuje się, aby realizacja odbywała się na podstawie umowy kompleksowej zawieranej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków. Zmiana ta koresponduje ze zmianą w art. 38d i zapewnia spójność przepisów.

Zmiana art. 168 pkt 22 ustawy jest konsekwencją uchylenia art. 38m pkt 2 ustawy. Zaproponowano rozwiązania preferencyjne, mające służyć zachęceniu społeczności lokalnych do tworzenia spółdzielni energetycznych. W odniesieniu bowiem do spółdzielni, które do dnia 31 grudnia 2025 r. wystąpią z wnioskiem, o którym mowa w art. 38g, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii będzie musiała umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest to rozwiązanie preferencyjne w stosunku do aktualnie obowiązującego progu 70% pokrycia potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, o którym stanowi art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a tiret pierwsze ustawy.

Przepisy przejściowe projektowanej ustawy w art. 42 zostały uzupełnione o obowiązek aktualizacji danych spółdzielni energetycznych w wykazie spółdzielni energetycznych o informację na temat punktów poboru energii należących do danej spółdzielni energetycznej

Nowelizacja ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, przez dodanie ust. $8d^{14}$, wprowadza obowiązek przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne instalacji OZE, po łącznym spełnieniu wskazanych w pkt 1 i 2 warunków, a więc gdy:

1) o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem spółdzielni, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:
   a) zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub
   b) zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot;
2) łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1:
   a) nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych,
   b) umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych.

Nowelizacja ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników

W tym akcie prawnym proponuje się zmianę brzmienia w art. 6 ust. 3. Celem proponowanej zmiany ma być rozszerzenie zakresu działalności spółdzielni rolników także o możliwość wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, które stanowią własność spółdzielni rolników lub jej członków, a także w zakresie obrotu nimi lub ich magazynowania.

Nowelizacja ustawy z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego

Dodanie w ustawie z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz. U. z 2020 r. poz. 721, z późn. zm.) art. 11a umożliwi jednostkom doradztwa rolniczego posiadanie, obejmowanie lub nabywanie, za zgodą ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, udziałów w spółdzielniach i spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Proponuje się ponadto, aby w tym przypadku przepisu art. 49 ust. 2 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych nie stosować.

**Prosument lokatorski**

Zmiana przepisów ma na celu rozwiązanie problemów z wykorzystaniem OZE na szerszą skalę w budynkach wielolokalowych, jak również pełną implementację REDII. Z jednej strony zainteresowanie OZE w takich budynkach, np. na osiedlach bloków, jest wciąż bardzo małe, a z drugiej strony, to właśnie OZE może rozwiązać wiele problemów takich budynków, jako że są położone w gęsto zaludnionych okolicach miejskich, gdzie znajduje się wielu odbiorców energii (części wspólne, sklepy i supermarkety w dolnych partiach budynku, które zużywają bardzo dużo energii na chłodzenie produktów, okoliczne lokale usługowe, a często też zakłady rzemieślnicze i biura firm). Tendencja ta jest wspierana tym bardziej przez coraz powszechniejsze wykorzystanie klimatyzacji, co znacznie zwiększa rachunki za energię w połączeniu z jej wysokimi cenami. Szersze wykorzystanie OZE w zabudowie wielolokalowej przełoży się także na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, a tym samym przyczyni się do przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Ponadto zwiększenie ilości energii wytwarzanej w samych miastach zmniejszy obciążenie sieci dystrybucyjnej i przesyłowej związane z koniecznością dostarczania energii z oddalonych jednostek wytwórczych do tych miast. Warto również zauważyć, że właśnie na obszarze miasta sieć elektroenergetyczna jest najlepiej rozwinięta i posiada największe rezerwy do wykorzystania, a więc rozwój energetyki

prosumenckiej na tych obszarach wpływa korzystnie na optymalne wykorzystanie systemu elektroenergetycznego.

Wprowadzenie fakultatywnej możliwości zmiany wynagrodzenia za energię dla prosumenta energii odnawialnej produkującego energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (tzw. prosument lokatorski) jest drobną i prostą zmianą w przepisach dotyczących prosumenta energii odnawialnej (prosumenta indywidualnego), która będzie dedykowana jedynie prosumentom energii odnawialnej wytwarzającym energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Polega ona na możliwości zmiany formy wynagrodzenia za energię. Jeżeli prosumentem energii odnawialnej będzie prosument indywidualny, który wytwarza energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego, będzie miał on opcję zmiany formy wynagrodzenia z obniżenia rachunku za energię elektryczną za pomocą konta prosumenckiego na wypłatę wartości energii na wskazany przez siebie rachunek bankowy. Środki z depozytu prosumenckiego, wykorzystywane będą przez prosumenta energii odnawialnej na zakup energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku wielolokalowym o przeważającej funkcji mieszkalnej, na którym jest umiejscowiona mikroinstalacja OZE, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej. Zgodnie z konsultacjami z przedstawicielami zarządców budynków wielolokalowych jest to forma znacznie bardziej odpowiadająca tym zarządcom, gdyż mogą oni wtedy bezpośrednio przeznaczyć zaoszczędzone pieniądze na remonty czy konserwacje budynków, jak również obniżenie czynszów dla lokatorów. Taka forma wynagrodzenia, chociaż nie zmienia jego stawki, jest bardziej namacalna, a tym samym atrakcyjniejsza dla zarządców, którzy dotychczas nie byli w dużym stopniu zainteresowani tego rodzaju inwestycjami.

Podkreślić jednak należy, że korzyści związane z wytwarzaniem energii elektrycznej należy wydatkować zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze lub innymi właściwymi przepisami. Biorąc pod uwagę, że wartość wypłacanego depozytu prosumenckiego odpowiada bezpośrednio rynkowej cenie energii, którą dysponuje sprzedawca po wprowadzeniu jej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci, nie spełniono podstawowej przesłanki wystąpienia pomocy publicznej, jaką jest transfer nadzwyczajnych korzyści ze środków państwa. Celem projektu jest więc dostosowanie obecnej formy prosumenta energii odnawialnej do potrzeb

wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych w taki sposób, aby korzyści z wytwarzanej energii mogły być wykorzystane na wspólne potrzeby mieszkańców budynków wielolokalowych.

Poza opisanym powyżej rozwiązaniem, inne przepisy pozostają bez zmian, w tym taka sama pozostaje definicja prosumenta energii odnawialnej, jak również przepisy dotyczące podatkowych aspektów rozliczeń prosumentów. W przypadku prosumenta lokatorskiego będzie możliwe jedynie wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji, a więc instalacji o mocy nie większej niż 50 kW. Innym ograniczeniem jest powierzchnia samego dachu lub obiektów budowlanych zarządzanych przez prosumenta energii odnawialnej, jak również konieczność przyłączenia mikroinstalacji za licznikiem części wspólnej (tym samym instalacja taka nie może być nadmiernie oddalona od budynku). Przyłączanie takich instalacji odbywa się pod kontrolą danego operatora sieci dystrybucyjnej, a zgodnie z art. 7 ust. 8d[10] ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci.

**Sposób wyliczania ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną**

Zmiany zaproponowane przez projektodawcę w zakresie art. 39 ust. 7 i art. 39a ust. 7 ustawy służą ujednoliceniu wskazanych w tych przepisach oznaczeń oraz rozwiązaniu wątpliwości w zakresie sposobu wyliczenia ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji oze. Tym samym uszczegółowiono, że korekta pomocy inwestycyjnej obowiązuje w odniesieniu do wsparcia w postaci stałej ceny zakupu lub wypłaty ujemnego salda, wypłacanego w kolejnych okresach rozliczeniowych począwszy od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej.

Dotychczasowe przepisy określające sposób wyliczania ceny skorygowanej w art. 39 ust. 7 ustawy, w części definiującej oznaczenie $C_{sn}$, wskazywały, że nowa cena skorygowana obowiązuje od miesiąca złożenia deklaracji, podczas gdy oznaczenie $C_s$ wskazywało odniesienie do oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej. Mimo że oznaczenie $C_s$ mieści się w oznaczeniu $C_{sn}$, to dotychczasowe brzmienie mogło prowadzić do wątpliwości w interpretacji i w stosowaniu tych przepisów.

**Przywrócenie przepisów dotyczących mocy zainstalowanej systemu feed-in tarriff – art. 70a ust. 2**

Zmiana art. 70a ust. 2 znosi rozszerzenie wsparcia w formie dopłat do ceny rynkowej FiP dla instalacji biogazowych i hydroenergetycznych o mocy do 2,5 MW. Wskazane przepisy były dotychczas zawieszone na mocy art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524, z późn. zm.), do czasu uzyskania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Należy wyjaśnić, że ww. przepis art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie będzie oddziaływał na art. 70a ust. 2 w brzmieniu wprowadzanym w projekcie. Przepis ten stanowi, że art. 70a ust. 2 i 4 w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. Sformułowanie „w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą" jednoznacznie przesądza, że ma on zastosowanie, a zatem zawiesza stosowanie art. 70a w jednym, konkretnym brzmieniu nadanym ustawą z 2019 r. Zatem nie będzie skuteczny w odniesieniu do nowego brzmienia art. 70a ust. 2 (czyli brzmienia nadanego jakąkolwiek późniejszą nowelizacją art. 70a ust. 2), nie będzie to bowiem brzmienie nadane ustawą z 2019 r., do której to pojęcie się odnosiło. W związku z tym, że projektowana ustawa nadaje nowe brzmienie art. 70a ust. 2, od dnia wejścia tego brzmienia w życie, przepis art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw w tym zakresie będzie skonsumowany i nie będzie mieć zastosowania do art. 70a ust. 2, stosowanie tego przepisu nie będzie zatem zawieszone.

Zaproponowana zmiana jest związana z wycofaniem wniosku notyfikacyjnego SA.58008 spowodowanym zastrzeżeniami Komisji Europejskiej w zakresie zgodności z unijnymi zasadami alokacji pomocy państwa.

W efekcie powyższego proponuje się przywrócenie pierwotnego pułapu mocowego na poziomie 1 MW dla wszystkich technologii partycypujących w przedmiotowym mechanizmie.

**Wprowadzenie przepisów regulujących zmianę mocy instalacji OZE powodująca zmianę pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji przystąpienia do systemu FiT/FiP**

W art. 70b ustawy projektodawca wprowadził przepisy regulujące kwestię zmiany mocy skutkującej zmianą pierwotnej kwalifikacji takiej instalacji, co z kolei może skutkować koniecznością wskazania właściwej stałej ceny zakupu zgodnie z art. 70e ust. 1 pkt 1 albo pkt 2 ustawy. W związku z tym, w art. 70b ustawy wprowadzono ust. 10a, który stanowi, że w przypadku zmniejszenia mocy jest utrzymana dotychczasowa stała cena zakupu, a w przypadku zwiększenia tej mocy nową stałą cenę zakupu ustala się od miesiąca następującego po miesiącu zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego. Takie podejście ma z jednej strony zniechęcać do zmniejszania mocy instalacji, z drugiej nie dopuścić do sytuacji nadwsparcia w przypadku zwiększenia mocy.

Projektowany art. 70b ust. 10b wskazuje na metodę wyznaczenia nowej stałej ceny zakupu, którą wylicza się przez odjęcie różnicy między ceną referencyjną przysługującą temu wytwórcy w dniu złożenia przez niego deklaracji a ceną referencyjną, która przysługiwałaby mu w przypadku, gdyby pierwotnie wskazał nową moc, od aktualnej stałej ceny zakupu. Dla uwzględnienia ceny skorygowanej przyjmuje się całość zadeklarowanej przez wytwórcę energii pomniejszoną o ilość energii elektrycznej już wytworzonej oraz wprowadzonej do sieci i sprzedanej (ust. 10c). Oświadczenie o nowej stałej cenie zakupu ma zostać przekazane Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej najpóźniej do dnia złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda.

**Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców – art. 83 ust. 5**

Zostały zidentyfikowane problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemu FiT/FiP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców będących uczestnikami aukcji, zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, a w przypadku wytwórców uczestniczących w systemie FiT/FiP – zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, z powodów przez nich niezawinionych.

Wśród instalacji wchodzących do systemów wsparcia OZE miały miejsce przypadki, w których nie dotrzymano ww. terminów z powodu awarii w obrębie instalacji lub przyłączenia, wywołanych m.in. niekorzystnymi zjawiskami atmosferycznymi, wskutek których doszło do zniszczeń poszczególnych elementów jednostek wytwórczych.

W tych przypadkach pozostałe przesłanki formalne, warunkujące uzyskanie przez wytwórcę prawa do wypłaty ujemnego salda, zostały spełnione, tj. w szczególności przed terminem realizacji zobowiązań, o których mowa w ww. przepisach, wytwórcy uzyskali koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach OZE lub wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

Ponadto, w powyższych przypadkach operator sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operator sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej potwierdził wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przed terminem sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego lub terminem zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemu FiT/FiP. Należy jednocześnie wyraźnie podkreślić, że mowa tu o przypadkach, w których energia ta była przedmiotem transakcji rynkowej (stanowiąc zarazem potwierdzenie gotowości instalacji do jej wytwarzania), nie zaś sprzedażą po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub wytworzeniem w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE.

Mając na uwadze dotychczas stosowany charakter sankcji wobec braku terminowego dotrzymania przedmiotowych zobowiązań, należy wskazać, że w opinii projektodawcy, w przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia tychże terminów, przewidywane przez ustawę OZE konsekwencje mogą być zbyt surowe. Tym samym, w odniesieniu do wytwórców, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki (poza zachowaniem wskazanych terminów ustawowych) do tego, aby otrzymywać wsparcie OZE, proponuje się przepis wprowadzający przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie tego typu przypadków i umożliwiający kwalifikowanie pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenie, po ustaniu skutków niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym. Proponowany przepis daje jednocześnie większą elastyczność Prezesowi URE w rozpatrywaniu indywidualnych przypadków w omawianym zakresie.

**Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego**

Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FIT/FIP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.

Proponowana możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji OZE o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) będzie korzystna dla wytwórców, którym umożliwi to zdobywanie doświadczenia przez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, art. 82 ust. 1a, art. 83 ust. 1a, art. 92 ust. 1a, 5 i 11, art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz art. 94 ust. 1.

**Doprecyzowanie przepisów określających terminy składania wniosków o dopuszczenie do aukcji**

Kolejna zmiana zaproponowana w projekcie ustawy z inicjatywy Prezesa URE dotyczy art. 76 ustawy obejmującego tematykę wydawania zaświadczeń przez Prezesa URE o dopuszczeniu do aukcji. Proponowana regulacja jest podyktowana ogromną liczbą napływających wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do udziału w aukcji, tuż przed terminem jej przeprowadzenia. Z doświadczeń Prezesa URE wynika, że przedsiębiorcy

w wielu przypadkach, mimo dysponowania stosownymi warunkami przyłączenia oraz prawomocnym pozwoleniem na budowę wydanym dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii, nie składają wniosków o wydanie zaświadczenia, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, z wyprzedzeniem, podejmując decyzję w tym zakresie tuż przed samą aukcją.

Tego rodzaju działania powodują istotne spiętrzenie rozpatrywanych wniosków, w konsekwencji podwyższając ryzyko dopuszczenia do aukcji podmiotu niespełniającego wymagań formalnych. Mając na uwadze fakt, że zgodnie z art. 75 ust. 1 ustawy, Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji lub odmawia jego wydania w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie tego zaświadczenia, wprowadzenie ograniczenia, o którym mowa w zaproponowanym przepisie, jest uzasadnione.

**Rezygnacja z delegacji do określenia przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw klimatu, kolejności przeprowadzania aukcji**

Doświadczenia systemu aukcyjnego wskazują, że przedmiotowa norma jest nadmiarowa i zbędna. Zgodnie bowiem z art. 77a ustawy OZE, przed ogłoszeniem aukcji Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu projekt harmonogramu przeprowadzenia aukcji w danym roku kalendarzowym, obejmujący planowane terminy przeprowadzenia aukcji oraz ilości i wartości oferowanej energii w poszczególnych aukcjach. Następnie Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw klimatu harmonogram, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jego przekazania. Z kolei, w przypadku nieprzedstawienia przez ministra właściwego do spraw klimatu uwag do projektu harmonogramu w terminie, o którym mowa w ust. 2, uznaje się projekt harmonogramu za uzgodniony. Dodatkowo należy wskazać, że w obliczu planowanej ewolucji systemu aukcyjnego (wdrożenia aukcji dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego) przedmiotowa delegacja może wprowadzać niepotrzebne trudności i chaos.

W tym stanie rzeczy jest zasadne uchylenie przepisu ustanawiającego delegację do wydania rozporządzenia określającego kolejność przeprowadzania aukcji.

**Uporządkowanie przepisów w zakresie uprawnień kontrolnych Prezesa URE**

Projekt ustawy dokonuje również zmian w zakresie uprawnień Prezesa URE do przeprowadzania kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazywanych informacji oraz składanych oświadczeń przez poszczególnych wytwórców objętych mechanizmami wsparcia oferowanymi w ramach ustawy. Art. 87 i art. 88 ustawy uzupełniono o oświadczenie składane przez wytwórcę energii elektrycznej z OZE, o którym mowa w art. 72a ust. 2, które

w dotychczasowych przepisach ustawy zostały pominięte, stanowiąc niespójność z art. 84 ustawy. Dodatkowo, z uwagi na projektowane przepisy dotyczące wsparcia operacyjnego, art. 84, art. 87 i art. 88 ustawy uzupełniono o oświadczenia z art. 70h ust. 3 pkt 6 oraz art. 83h ust. 3 pkt 6.

Wprowadzono również zmianę w art. 100 ust. 2 skreślając wyrazy „oraz Prezesowi URE" we wprowadzeniu do wyliczenia. Zmiana ma na celu zmniejszenie obciążeń administracyjnych po stronie OSD. Dotychczas OSD miało obowiązek przesyłania zestawień na podstawie prognoz zużycia energii elektrycznej oraz zestawień na postawie rzeczywistych wskazań liczników, zarówno operatorowi systemu przesyłowego, jak i Prezesowi URE. W przypadku „dużych" operatorów zmiana istotnie wpłynie na zmniejszenie kosztów operacyjnych będących podstawą kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

**Zmiany w rozdziale 6 dotyczącym informacji statystycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych**

Uchylane art. 126 i art. 127 wdrożyły przepisy nieobowiązującej już dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 2009 r. str. 16, z późn. zm.) nakładającej na państwa członkowskie obowiązki sprawozdawcze w zakresie krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Pierwszy Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został przyjęty w 2010 r. i określał działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r. Obecnie podstawą prawną dla kontynuacji działań sprawozdawczych państw członkowskich dotyczących informacji statycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych jest rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.

Na tej podstawie państwa członkowskie UE zostały obowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu (tzw. KPEIK), a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. W związku z tym, jest konieczne uchylenie art. 126 i art. 127, które określały obowiązki do 2020 r., oraz ustanowienie przepisów wskazujących na KPEIK jako źródło dla określenia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Jednocześnie, w celu zapewnienia realizacji działań sprawozdawczych wynikających z ww. przepisów UE wprowadza się art. 127a i art. 127b.

**Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla energii elektrycznej z biomasy**

Ponadto, w celu implementacji przepisów art. 29 REDII, projektodawca określa, że do celów wyliczania udziału energii ze źródeł odnawialnych, energia elektryczna z biomasy jest zaliczana tylko wtedy, gdy biomasa ta spełnia określone warunki, tj. wymienione w art. 129 ust. 4 ustawy OZE:

1) jest ona wytwarzana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW;
2) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami;
3) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36 %;
4) jest ona wytwarzana z zastosowaniem wychwytywania i składowania $CO_2$ z biomasy.

Powyższe rozwiązanie oznacza, że zgodnie z przepisami REDII, nie jest możliwe przyznawanie wsparcia dla wskazanej w przepisie energii elektrycznej z biomasy. Z tego też powodu, w ocenie projektodawcy, wprowadzenie ww. przepisu jest konieczne. Stosowne zmiany zostały także dodane w art. 71 oraz art. 75 ustawy OZE, precyzując na etapie odpowiednio składania do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji oraz procedury oceny formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w ramach aukcji (tzw. prekwalifikacji do aukcji).

**Zmiana brzmienia art. 135 ustawy OZE**

Nowe brzmienie przepisu art. 135 ustawy ma charakter porządkowy i służy logicznemu powiązaniu definicji energii zawartej w tym przepisie z definicją zawartą w art. 2 pkt 22 ustawy OZE, w którym dokonano objaśnienia pojęcia energii ze źródeł odnawialnych nie tylko dla całej ustawy, lecz również dla całego systemu prawnego obowiązującego w Polsce.

**Aktualizacja przepisu art. 136 ust. 4 ustawy w sprawie zasad wydawania certyfikatu instalatora odnawialnych źródeł energii.**

Aktualizacja została przygotowana w oparciu o doświadczenia zebrane w procesie wydawania certyfikatów instalatorów OZE oraz prac Komitetu Odwoławczego działającego przy Prezesie Urzędu Dozoru Technicznego (UDT) na podstawie art. 154 ustawy OZE. Ograniczenie uproszczonej certyfikacji osób mogących nie spełniać kryteriów aktualnej wiedzy w danej dziedzinie, ze względu na długi okres między uzyskaniem dyplomu studiów a wnioskiem o status instalatora OZE, powinno być dopuszczalne, ale pod warunkiem, że nie będzie mieć ono postaci sztywnego terminu (daty), lecz będzie zrelatywizowane do czasu, jaki upłynął od momentu uzyskania tego dyplomu do chwili złożenia wniosku o certyfikat. Jednocześnie, podobnie jak w przypadku instalatora OZE, który ubiega się o przedłużenie ważności certyfikatu, dopuszcza się możliwość uzyskania certyfikatu w procedurze uproszczonej po 5 latach od uzyskania dyplomu zawodowego lub wyższej uczelni, pod warunkiem odbycia szkolenia przypominającego.

**Dostosowanie przepisu art. 155 ust. 4 do wyroku TSUE C-545/17 Pawlak**

Nowe brzmienie przepisu wynika z konieczności zapewnienia równego traktowania operatorów pocztowych świadczących pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej bez względu na ich przynależność państwową, co było przedmiotem rozstrzygnięcia Trybunału Sprawiedliwości UE w wyżej wymienionej sprawie. Analogiczne rozwiązania zostały już wprowadzone, między innymi, do Kodeksu postępowania cywilnego oraz kilku rozporządzeń Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi.

**Uzupełnienie przepisu art. 156 ustawy OZE**

Komitet Odwoławczy przy Prezesie UDT, na podstawie art. 155 ustawy OZE, rozpatruje odwołania instalatorów OZE od decyzji Prezesa UDT w przypadku: odmowy wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu, odmowy przedłużenia ważności certyfikatu, odmowy udzielenia akredytacji albo cofnięcia akredytacji. Komitet Odwoławczy, na podstawie art. 156, może stwierdzić zasadność odwołania i przekazać sprawę Prezesowi UDT do ponownego rozpoznania albo oddalić odwołanie. Uzupełnienie przepisu art. 156 o ustęp trzeci ma na celu dookreślenie ścieżki odwoławczej od decyzji Prezesa UDT po ponownym rozpoznaniu przez niego sprawy na podstawie art. 156 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE.

**Przepisy dotyczące kar pieniężnych**

Dodano również art. 170 ust. i 2a ustawy OZE, z którego wynika, że jeśli Prezes URE nie możne ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną,

uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ten podmiot.

W art. 170 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE przewidziano karę pieniężną w wysokości 1 000 zł m.in. za wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzanie biometanu z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14a ustawy OZE) oraz za nieprzekazywanie w terminie Prezesowi URE informacji lub przekazywanie nieprawdziwych informacji (art. 168 pkt 16a ustawy).

Przepisem art. 170 ust. 7 ustawy OZE zwiększono karę pieniężną za popełnienie deliktu administracyjnego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 (nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego), z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

**Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie**

Z uwagi na zaobserwowane wątpliwości interpretacyjne stosowania przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym, proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.

W opinii projektodawcy, zmienna „Cs” występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł/MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy.

Jednocześnie do obliczania kary jest konieczne uwzględnienie waloryzacji tej ceny średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeżeli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna

zasada winna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej – zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.

Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.

**Inne zmiany dotyczące kar pieniężnych**

Projekt przewiduje zwiększenie kary pieniężnej za popełnienie deliktu administracyjnego za nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 ustawy – z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

Z drugiej strony, dokonano zmian w kierunku złagodzenia odpowiedzialności za nieprzestrzeganie obowiązku odbioru biogazu lub biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 118 ustawy. Jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary za to naruszenie nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy. Tym samym obniżono dolną granicę kary usuwając jej minimalny wymiar 1%. W przypadku bowiem dużego operatora minimalna kara w wysokości 1% przychodu jest niewspółmiernie wysoka w stosunku do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku.

Inną korzystną zmianą jest modyfikacja art. 174 ust. 2 ustawy dopuszczająca możliwość odstąpienia od wymierzenia kary nawet w przypadku, gdy podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek po tym, jak organ powziął o tym naruszeniu wiadomość. Przepis ten w dotychczasowym brzmieniu zawężał możliwość stosowania odstąpienia od wymierzenia kary, w szczególności wobec obligatoryjnej przesłanki zaprzestania naruszania prawa lub zrealizowania obowiązku, do momentu powzięcia o tym fakcie wiadomości przez Prezesa

URE. Zmieniony przepis odpowiada analogicznej regulacji zawartej w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne.

**Zmiana i utrzymanie w mocy art. 184h ustawy**

Z uwagi na zmianę art. 62, istnieje konieczność dostosowania brzmienia przepisów dotyczących długoletniej perspektywy ogłaszania rozporządzenia dotyczącego maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji (art. 184h ustawy), w tym odpowiednich przepisów utrzymujących w mocy wydane rozporządzenie.

Celem wydania rozporządzenia jest określenie ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać zakontraktowane w ramach aukcyjnego systemu wsparcia w nowych oraz zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii w następujących po sobie latach kalendarzowych w perspektywie 2027 r.

Ma stanowić ono fundament przez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji zarówno w przypadku instalacji nowych, jak i w odniesieniu do instalacji zmodernizowanych, celem utrzymania istniejących w systemie elektroenergetycznym mocy.

Warto w tym miejscu jednocześnie podkreślić, że rozwiązanie proponowane w przedmiotowym projekcie jest oparte o konstrukcję istniejącego systemu wsparcia, dlatego też mimo że modernizowane instalacje niektórych technologii będę rywalizować w jednym koszyku aukcyjnym jedynie pomiędzy sobą, będąc przy tym korygowane odpowiednim współczynnikiem, konkurencyjność systemu zostanie zachowana. Co więcej, w tym przypadku połączenia instalacji hydroenergetycznych z technologiami paliwowo-zależnymi (jak np. biogaz, biomasa), mogłoby to faworyzować lub dyskryminować jedną z nich i dawać stałą przewagę konkurencyjną w rywalizacji aukcyjnej.

**Zmiana brzmienia art. 217 ustawy**

Dla potrzeb właściwej implementacji przepisów art. 6 ust. 4 d REDII, jest niezbędna zmiana przepisu zobowiązującego Radę Ministrów do przygotowania przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwarzanie biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii. W tym celu, w art. 217 ustawy, wydłużono okres dokonywania przeglądu z 3 do 5 lat. Ponadto zawarto wymaganie, aby przegląd obejmował skutki dystrybucyjne, rozumiane jako ich wpływ na poszczególne sektory gospodarki, różne

grupy odbiorców (konsumentów) i wytwórców energii, oraz ewentualne inne skutki mające wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne, inwestycje funkcjonujące lub planowane albo też inne podmioty w łańcuchu dostaw energii.

**Zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne**

**Dokumenty strategiczne: PEP2040 i KPEiK**

Projekt ustawy wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne przez dodanie ust. 2 w art. 15a oraz dodanie art. 15ab. Dodanie ust. 2 w art. 15a służy wyraźnemu przesądzeniu, że Rada Ministrów przyjmuje politykę energetyczna państwa w drodze uchwały, co stanowi ujęcie w przepisie ustawowym dotychczasowej praktyki i pozwoli uniknąć wszelkich wątpliwości w tym zakresie. Ponadto, skróceniu ulegnie procedura publikacji polityki energetycznej państwa, która po wprowadzonej zmianie będzie następowała w sposób przyjęty dla innych dokumentów strategicznych i programowych, tj. przez bezpośrednie przekazanie po przyjęciu przez Radę Ministrów do publikacji przez Rządowe Centrum Legislacji, z pominięciem dodatkowego wniosku ministra właściwego do spraw energii, tj. dotychczas obowiązującej formy obwieszczenia ministra.

Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu państwa członkowskie Unii Europejskiej są obowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Wprowadzany do ustawy – Prawo energetyczne, art. 15ab, ma na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem ww. obowiązków, tj. wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu, jego projektu oraz sprawozdawczość.

**Korekty legislacyjne regulacji związanych z ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.)**

W projekcie dokonano korekt zidentyfikowanych usterek o charakterze legislacyjnych w przedmiotowej ustawie, które obejmują poprawienie odesłań oraz niewłaściwie zaprojektowanych zmian w przepisach oczekujących. W tym celu projekt wprowadza odpowiednie zmiany w:

1) art. 11y ust. 1 pkt 8, art. 11zb ust. 6 oraz art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne;

2) art. 5 pkt 2 ustawy z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.);
3) art. 7 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.).

**Zgodność z Krajowym Planem Odbudowy i Zwiększania Odporności**

Projekt ustawy realizuje Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii" w zakresie kamienia milowego – B22G „Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE". Wskazany kamień milowy jest realizowany przedmiotowym projektem ustawy w sposób częściowy. Wprowadzane rozwiązania wychodzą naprzeciw wymaganiom znajdującym się w opisie ww. kamienia milowego, przez zmianę zasad funkcjonowania klastrów energii (lepsze warunki do powoływania takich podmiotów, wprowadzenie zasad, definicji lub pojęć dotyczących zakresu, umów, przedmiotu działania klastra energii, rejestru klastra energii czy współpracy poszczególnych członków z operatorami systemów) oraz wprowadzenie przepisów regulujących zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biometanu.

Tym samym, w opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wprowadzane przepisy są wyczerpujące, aby zminimalizować ryzyko ewentualnych wątpliwości formułowanych przez Komisję Europejską na etapie ich weryfikacji.

**Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy**

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w pierwszym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

**Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców**

Z uwagi na przedmiot regulacji, ustawa będzie w mniejszym stopniu wpływać na mikroprzedsiębiorców, a w większym na działalność małych i średnich przedsiębiorców. Przewidywany wpływ został opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

**Notyfikacja**

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Projektowana regulacja wymaga notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

**Zgodność z prawem Unii Europejskiej**

Projekt ustawy w ocenie projektodawców nie jest sprzeczny z przepisami Unii Europejskiej.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>Anna Łukaszewska-Trzeciakowska – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoby do kontaktu**<br>W zakresie obszaru ciepłownictwo: Grzegorz Tobolczyk– Dyrektor Departamentu Ciepłownictwa, e-mail: grzegorz.tobolczyk@klimat.gov.pl<br>W pozostałym zakresie:<br>- Marcin Ścigan – Dyrektor Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: Marcin.Scigan@klimat.gov.pl,<br>- Michał Łęski – Naczelnik Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: michal.leski@klimat.gov.pl,<br>- Łukasz Zdzieszyński – starszy specjalista, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl. | **Data sporządzenia**<br>12.04.2023 r.<br><br>**Źródło**<br>Inicjatywa własna<br>Częściowe wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**<br>UC99 |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy", są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących odnawialnych źródeł energii, których wspólnym celem jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Projekt ma w szczególności na celu transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.), zwanej dalej „RED II", „dyrektywą RED II" lub „dyrektywą 2018/2001".

Regulacje, które mają być zawarte w nowelizacji, dotyczą następujących obszarów:

I. Biometan
II. Klastry energii
III. Transpozycja RED II w następujących obszarach:
    1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 RED II)
    2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)
    3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)
    4. Procedury administracyjne (art. 15–16 RED II)
    5. Pozostałe przepisy RED II wymagające wdrożenia
IV. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej „OZE")
V. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
VI. Hybrydowe instalacje OZE
VII. Pozostałe regulacje

Projekt, w zakresie rozwiązań dot. biometanu oraz klastrów energii, stanowi kamień milowy wskazany w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii" w zakresie kamienia milowego – B22G „Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE".

**I. Biometan**

Projektując regulacje w ww. zakresie OZE wzięto pod uwagę zobowiązanie Polski do zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wynikające z konieczności osiągnięcia celów klimatycznych. Wymaga to podjęcia działań umożliwiających znaczący wzrost dotychczasowego udziału OZE. Rozwój sektora biometanu w tym kontekście spełnia jeszcze jedną, dodatkową i szczególną rolę, jaką jest stworzenie warunków, które pozwolą w perspektywie roku 2030 zrealizować działania wynikające z założeń zawartych w Komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu

Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europejski Zielony Ład (Bruksela, dnia 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final). Z zapowiedzi przedstawicieli KE wynika, że w ramach procesu dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 r. należy rozważyć podjęcie intensywniejszych działań już na najbliższą dekadę w zakresie obniżenia emisji $CO_2$ oraz zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych.

W związku z powyższym, jest niezbędne przyjęcie regulacji, które będą w sposób efektywny zachęcać inwestorów do podejmowania decyzji w zakresie budowy instalacji do wytwarzania i oczyszczania biogazu lub biogazu rolniczego, wytwarzania biometanu, rozbudowy oraz przebudowy istniejących sieci gazowych pod kątem umożliwienia zatłaczania biometanu. Jak wskazano wyżej, stworzenie optymalnych regulacji prawnych, które będą stymulować stabilny rozwój tego sektora energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym jest niezmiernie istotne dla możliwości realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej.

Jak wskazują różne źródła, potencjał wytwarzania biogazu/biometanu w oparciu o krajowe surowce jest relatywnie duży. Przykładowo, potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego szacuje się na ponad 7,8 mld $m^3$ rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030"), pomijając ograniczenia w zakresie możliwości zatłoczenia i dystrybucji do odbiorcy przyłączonego do sieci gazowej. Z kolei, według szacunków spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld $m^3$.

Istniejące regulacje prawne w zakresie wsparcia OZE nie odpowiadają faktycznym potrzebom w dziedzinie funkcjonowania instalacji wytwarzania biometanu, przez co, w praktyce, nie stymulują rozwoju tych projektów. W efekcie, mimo że zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, od kilku lat jest możliwe wprowadzanie oczyszczonego biogazu rolniczego do sieci gazowych dystrybucyjnych, do dziś żadna tego rodzaju instalacja nie rozpoczęła działalności w kraju.

Powody zaistniałej sytuacji zostały zdiagnozowane, m.in. w ramach analiz prowadzonych przez właściwe ministerstwa, i należą do nich m.in.:

1) ograniczenia o charakterze prawnym, w szczególności braki w zakresie: definicji biometanu, reguł prawnych dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu oraz określenia wymogów (w tym dotyczących parametrów jakościowych) dla nowego rodzaju paliwa gazowego. Ponadto, obecne przepisy są ograniczone jedynie do możliwości zatłaczania biogazu rolniczego wyłącznie do sieci dystrybucyjnej gazowej;
2) bariery techniczne związane z możliwością realizacji przyłączeń do sieci gazowej. Wynikają one przede wszystkim ze zdiagnozowanych ograniczonych możliwości w zakresie przyjmowania biometanu do sieci dystrybucyjnych (sieci średniego ciśnienia) z uwagi na niewystarczający poziom chłonności tych stref dystrybucji gazu ziemnego w porównaniu z potencjalną ilością biometanu wprowadzanego do sieci gazowej;
3) ograniczenia finansowe, w szczególności związane z brakiem dedykowanego programu wsparcia uwzględniającego specyfikę wytwarzania biometanu.

Wskazane powyżej ograniczenia oraz bariery wprowadzają istotny poziom niestabilności dla tego rodzaju inwestycji. Tymczasem proces inwestycyjny w zakresie budowy i eksploatacji instalacji do wytwarzania biometanu, które z racji lokalizacji surowców do produkcji są instalacjami rozproszonymi, wymaga zaangażowania ze strony inwestorów znacznych nakładów finansowych, nie tylko na etapie budowy samej instalacji, ale przede wszystkim w trakcie jej funkcjonowania. Wynika to z potrzeby zapewnienia stabilnych dostaw substratów do produkcji biogazu lub biogazu rolniczego, z którego wytwarzany jest następnie biometan.

Opracowania branżowe oraz doświadczenie krajów, w których branża biometanu rozwija się aktualnie najszybciej, wyraźnie wskazują, że rozwój tego sektora przynosi szereg korzyści w wielu obszarach gospodarki. Przede wszystkim, biometan efektywnie zmniejsza emisję $CO_2$, co pozwala, w zależności od kierunku końcowego zastosowania tego paliwa gazowego, redukować emisje w takich sektorach gospodarki jak: transport, ciepłownictwo czy elektroenergetyka. Ponadto wpływa na zwiększenie realizacji celów w zakresie udziału odnawialnej energii zgodnie z wymogami Unii Europejskiej. Należy mieć na uwadze, że skala redukcji emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze stosowania biometanu zależy od rodzaju użytego surowca oraz technologii pozyskania i logistyki.

Zgodnie z analizami przeprowadzonymi przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy biometan dysponuje potencjałem redukcji liczonym zgodnie z przepisami załącznika IV do dyrektywy RED II od 17% do 202%. Poziom redukcji jest uzależniony od rodzaju surowca do produkcji (najkorzystniejsze jest stosowanie surowców odpadowych oraz obornika) oraz odpowiedniej technologii produkcji (np. stosowanie zamkniętego zbiornika na poferment z dopalaniem gazów odlotowych czy też wykorzystanie pofermentu jako nawozu).

Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza potrzebę wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca. Jest to szczególnie istotne biorąc pod uwagę, że zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r., krajowe zużycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld $m^3$. Jednocześnie wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld $m^3$ pokrywa obecnie zaledwie 22% zapotrzebowania na to paliwo. Postępujący wzrost konsumpcji gazu ziemnego spowodowany jest między innymi stale zwiększającym się poziomem wykorzystania tego

surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego, popytu ze strony sektora transportu oraz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju.

Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem przyszłości oraz bezpieczeństwa państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek, zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii.

Wykorzystywanie biometanu jest również istotne w kontekście odchodzenia od składowania, na rzecz prowadzenia gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy"), tj. pełnego odzyskiwania energii oraz surowców w celu wielokrotnego ich wykorzystywania. Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego.

Dodatkowo, wytwarzanie biometanu aktywizuje lokalną przedsiębiorczość, dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np.: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju. Przyjmuje się, że do obsługi jednej instalacji potrzeba średnio co najmniej 4 osób oraz znacznie więcej na tzw. rynkach powiązanych („Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy, IFRI, 2019"), jak również krótkoterminowo kilkakrotnie więcej na etapie realizacji rozproszonych inwestycji.

Zarówno skala niezbędnych inwestycji oraz ich lokalny charakter wskazuje potencjał rozwoju przedsiębiorczości w tym obszarze, angażujący nie tylko lokalnych przedsiębiorców, ale również duże krajowe przedsiębiorstwa (C.H. Cegielski S.A.) oraz spółki Skarbu Państwa (GK PGNiG S.A., PKN Orlen, Lotos S.A.).

**II. Klastry energii**

Ponadto w projekcie ustawy zaproponowano regulacje dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej na potrzeby tworzenia klastrów energii. Zmiany proponowane w projekcie ustawy wychodzą naprzeciw oczekiwaniom lokalnych społeczności, w tym indywidualnych oraz instytucjonalnych odbiorców oraz wytwórców paliw i energii, przedsiębiorców, w szczególności małych i średnich (MŚP), jednostek samorządu terytorialnego, a także wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych – mając na celu umożliwienie szerszego niż dotychczas rozwoju klastrów energii w Polsce.

W ramach przeprowadzonych analiz zostały zdiagnozowane następujące bariery, które ograniczają możliwość oczekiwanego, dynamicznego rozwoju klastrów energii:

1) wątpliwości interpretacyjne związane z definicją klastra energii;
2) nieprecyzyjne przepisy określające zakres podmiotowy i przedmiotowy działania klastra energii;
3) brak regulacji w zakresie rejestracji klastrów energii, wskazujący na potrzebę stworzenia rejestru;
4) ograniczenia w zakresie określenia szczegółowych zasad współpracy członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych;
5) brak mechanizmów zachęt (premiowania) dla podmiotów tworzących klaster energii oraz warunków skorzystania z takich preferencyjnych rozwiązań.

**III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**

**Założenia związane z implementacją RED II**

W prawie krajowym brak jest rozwiązań w pełni umożliwiających prawidłową i skuteczną implementację dyrektywy 2018/2001 w odniesieniu do regulacji dotyczących ciepłownictwa systemowego w następującym zakresie:

1) funkcjonowania mechanizmów pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia;
2) możliwości odłączenia się odbiorcy końcowego od systemu ciepłowniczego (art. 24 ust. 2, 3 i 7 dyrektywy 2018/2001);
3) obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązku zakupu ciepła z OZE (art. 24 ust. 4 lit. b, ust. 5 i 6 dyrektywy 2018/2001);
4) obowiązku informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym (art. 24 ust. dyrektywy 2018/2001);
5) obowiązku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych (art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001);
6) możliwości publikowania wykazu środków/podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 (art. 23 ust. 3 i 6, załącznik VII dyrektywy 2018/2001);
7) obowiązku wprowadzenia systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE (art. 19 dyrektywy 2018/2001);
8) definicji ciepła odpadowego (art. 2 dyrektywy 2018/2001).

Brak wprowadzenia przepisów regulujących ww. kwestie będzie skutkować brakiem implementacji dyrektywy 2018/2001 w tym zakresie.

Dotychczasowe regulacje krajowe dotyczące sektora ogrzewania są dalece niewystarczające w kontekście wymogów wprowadzanych przez wyżej wskazane przepisy dyrektywy 2018/2001. Potrzeba doprecyzowania zasad funkcjonowania ciepłownictwa systemowego wynika także z istniejących luk prawnych skutkujących nieefektywnym energetycznie i ekonomicznie wykorzystaniem potencjału tego sektora krajowej energetyki. Mechanizmy rynkowe w niewystarczającym stopniu stymulują budowę instalacji wytwarzających ciepło z odnawialnych źródeł energii, co w ostatecznym rozrachunku przyczynia się do zwiększenia kosztów transformacji energetycznej krajowej gospodarki oraz grozi niewykonaniem przez Polskę celów w zakresie udziału energii z OZE określonych w dyrektywie 2018/2001.

Art. 23 dyrektywy określa, iż każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego.

Dodatkowo, wprowadzone rozwiązania będą miały wpływ na rozwiązanie (zmniejszenie) poniżej wskazanych problemów.

**Problem niskiej jakości powietrza**
Jednym z poważniejszych problemów społecznych naszego kraju jest niska jakość powietrza. O ile w dużych aglomeracjach za złą jakość powietrza odpowiadają przede wszystkim emisje spalin ze starych samochodów z silnikiem diesla, to w mniejszych miejscowościach jej głównym powodem są domowe piece zasilane paliwem złej jakości. Doświadczenia samorządów pokazują, że nawet najlepsze zachęty do wymiany kotłów na gazowe i inne są bezskuteczne, ponieważ „nieekologiczne" postawy obywateli (jak np. spalanie odpadów albo spalanie paliw niskiej jakości) wynikają z ubóstwa. Dlatego systemowa walka z problemem smogu musi być ściśle skorelowana z wysiłkami władz na rzecz zapewnienia obywatelom bezpieczeństwa socjalnego, energetycznego i wreszcie zdrowotnego: wyższej jakości życia w czystym powietrzu. Odczuwalna poprawa jakości powietrza doprowadzi do wymiernych skutków w postaci zmniejszenia obciążeń służby zdrowia, które są powodowane chorobami układu krążenia oraz oddechowego milionów Polaków.

Wskazane powyżej problemy można rozwiązać przez rozwój ciepłownictwa sieciowego zasilanego ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii.

**Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze**
Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej „ustawa – Prawo energetyczne") przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:
1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
2) 50% ciepło odpadowe, lub
3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.

Zmiana ustawy – Prawo energetyczne daje impulsy do konwersji systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze.

Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 26) Polska jest zobowiązana do redukcji emisji gazów cieplarnianych z sektorów non-ETS do 2030 r. o 7% względem poziomu w 2005 r.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania będą mogły wesprzeć te źródła przy realizowaniu planów inwestycyjnych.

**III.2 Rozszerzenie stosowania gwarancji pochodzenia**
Gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancja pochodzenia określa czy dotyczy ona energii elektrycznej, gazu, w tym wodoru odnawialnego, biogazu, biogazu rolniczego lub ciepła albo chłodu wytworzonych w instalacji odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie RED II wymaga dokonania zmian przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, które to z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji, rodzaj alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.

Przewiduje się, że rozwój rynku gwarancji pochodzenia przyspieszy w przypadku przystąpienia Polski do Association of Issuing Bodies (zwane dalej „AIB"). AIB jest europejskim stowarzyszeniem zrzeszającym podmioty wydające gwarancje

pochodzenia i tym samym umożliwiającym sprawny obrót nimi z partnerami zagranicznymi. Kwestia potwierdzenia pochodzenia źródeł energii jest czynnikiem coraz częściej podnoszonym przed przedsiębiorstwa chcące korzystać tylko z czystej energii. Jest także jednym z czynników decydujących o lokalizacji inwestycji w wybranym kraju. Wobec tego, możliwość potwierdzenia pochodzenia i obrót tymi gwarancjami na rynku międzynarodowym nabiera szerszego, gospodarczego aspektu związanego z bezpośrednimi inwestycjami zagranicznymi w państwach członkowskich.

Innym wymogiem stawianym w art. 19 RED II, a jednocześnie wyzwaniem dla prawodawcy krajowego, jest uwzględnienie sytuacji, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.

**III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (KPK OZE)**

Regulacje zawarte w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą" lub „ustawą OZE", w jej dotychczasowym brzmieniu nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca odnawialnych źródeł energii. W chwili obecnej, w zależności od mocy instalacji odnawialnego źródła energii (zwanych dalej „instalacjami OZE") oraz jej rodzaju, przyszły wytwórca, aby móc rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE, musi uzyskać kilka lub wszystkie z wymienionych poniżej rozstrzygnięć:

| **Rodzaj rozstrzygnięcia** | **Organ rozstrzygający w sprawie** |
|---|---|
| Udzielenie promesy/koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej | Urząd Regulacji Energetyki |
| Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach | Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska, wójt burmistrz lub prezydent miasta |
| Decyzja o warunkach zabudowy | Wójt, burmistrz lub prezydent miasta |
| Pozwolenie na budowę | Starosta |
| Pozwolenie na użytkowanie | Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego |

Zgodnie z powyższym, od etapu rozpoczęcia sprawy do etapu wytwarzania energii z instalacji OZE, wnioskodawca bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, wnioskodawca nie ma możliwości uzyskania w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu.

Art. 16 RED II stanowi, iż państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Punkty kontaktowe, na żądanie wnioskodawcy, udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym podczas całej procedury administracyjnej. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie procedury od potwierdzenia otrzymania wniosku do przesłania wyniku właściwej procedury. Punkt kontaktowy ma za zadanie przeprowadzić wnioskodawcę przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji i, w stosownych przypadkach, zapewniać udział innych organów administracyjnych. Wnioskodawcom zezwala się na składanie stosownych dokumentów również w formie cyfrowej.

Zgodnie z powyższym, zaproponowane w projekcie regulacje dotyczące KPK OZE mają na celu realizację art. 16 RED II.

**III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**

Otoczenie regulacyjne wymiernie wpływa na warunki realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii. Jednym z najistotniejszych elementów sprawnego procesu inwestycyjnego, obok jasności i przewidywalności rozstrzygnięć administracyjnych, jest długość trwania procedur administracyjnych, która może w skrajnych przypadkach skutkować nawet wycofaniem decyzji o podjęciu decyzji o realizacji projektu. Wpływ na to mogą mieć zachodzące w międzyczasie zmiany rynkowe, zmiany regulacyjne, utrata możliwości uzyskania pomocy inwestycyjnej z programów zewnętrznych czy rozpowszechnienie bardziej nowoczesnych technologii, powodujących konieczność zmian lub większą opłacalność rozpoczęcia nowego projektu.

W zakresie procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w OZE, dyrektywa RED II stawia wymogi, do których spełnienia są zobowiązane państwa członkowskie Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 16 ust. 4 RED II łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Podobnie w przypadku rozbudowy

źródła energii, dyrektywa obliguje do zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń, odpowiednio wynoszącej rok – z możliwością przedłużenia o kolejny rok.

Z warunku skrócenia długości trwania procedur administracyjnych, a tym samym z wliczania do ich maksymalnego wymiaru, są jednak wyłączone obowiązki wynikające z prawa Unii Europejskiej w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia; terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.

W warunkach polskich identyfikuje się kilka rodzajów procedur administracyjnych, które w największym stopniu wpływają na czas realizacji projektów inwestycyjnych, a przez to także oddziałują na rozwój OZE. W szczególności należy wskazać tu na:

1) wymogi środowiskowe (procedura trwająca nawet do kilkunastu miesięcy);
2) wymogi zagospodarowania przestrzennego (w zależności od sytuacji: przyjętego lub nieprzyjętego studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, dalej „studium", lub też miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, dalej „MPZP" – od kilku do kilkunastu miesięcy;
3) czas uzyskiwania warunków przyłączenia (w zależności od kwalifikacji do grup przyłączeniowych) – niekiedy powyżej 150 dni;
4) czas uzyskiwania koncesji (do 6 miesięcy);
5) czas wydania decyzji o warunkach zabudowy (ok. 3 miesiące).

W skrajnych przypadkach poszczególne elementy procesu inwestycyjnego przekraczają dopuszczalne przez RED II maksymalne okresy niezbędne do przeprowadzenia inwestycji.

Należy też zauważyć, że status niektórych z wyżej wymienionych procedur jest różny, także w rozumieniu przepisów dyrektywy RED II. W szczególności dotyczy to przepisów z obszaru ochrony środowiska, których długość trwania w art. 16 ust. 7 jest wyłączona spod wymogów RED II. Dlatego też implementacja przepisów RED II w zakresie procedur administracyjnych ma za cel ich odpowiednie dostosowanie – bez wpływania na zmniejszenie standardów ochrony środowiska i stosownych procedur umocowanych w prawie europejskim.

Podobnie odmienny status należy nadać szeroko pojętej procedurze planistycznej, która obejmuje tereny całych gmin, na których obowiązuje, wszystkich jej rodzajów aktywności oraz różnych rodzajów stref, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Procedura przyjmowania dokumentów planistycznych jest zatem rodzajem procesu politycznego wymagającego konsensusu społecznego, nie jest więc indywidualną procedurą administracyjną *sensu stricte*.

**III.5. Odwołanie do krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030**

Zgodnie z art. 3 RED II państwa członkowskie zapewniają do 2030 r. co najmniej 32% udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii UE. Cel dotyczący energii ze źródeł odnawialnych obowiązujący na całym obszarze UE jest niezbędny do prowadzenia dalszych inwestycji w tym sektorze. Jednak nie zostanie on narzucony w formie celów krajowych za pośrednictwem przepisów UE. Pozostawiono państwom członkowskim swobodę w zakresie przekształcenia systemu energetycznego w sposób najlepiej dostosowany do krajowych preferencji i okoliczności. Osiągnięcie powyższego celu jest realizowane przez nowy system zarządzania oparty na Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (dalej: „KPEiK"), dostępny na stronie: https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu. Należy podkreślić, że w perspektywie do roku 2020 r., realizacja celu odbywała się na podstawie Krajowego Planu Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

**IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE**

Obecnie obowiązują rozwiązania dedykowane modernizacji instalacji OZE w postaci definicji „modernizacji", rozumianej jako wykonanie robót polegających na odtworzeniu stanu pierwotnego lub zmianie parametrów użytkowych lub technicznych instalacji OZE. Przepisy krajowe umożliwiają przeprowadzenie modernizacji w trakcie trwania okresu wsparcia, nie powodując przy tym utraty prawa do wsparcia ani zmiany jego długości. Natomiast w przypadku, gdy modernizacja obejmie instalację OZE, która nie otrzymuje już żadnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia, w systemie aukcyjnym, dopłat do ceny rynkowej albo taryfy gwarantowanej), jest możliwe wystawienie takiej instalacji do aukcji po spełnieniu określonych warunków. Tymi warunkami są: (i) odtworzenie w wyniku modernizacji stanu pierwotnego instalacji OZE lub zmiana w wyniku modernizacji parametrów użytkowych lub technicznych, jeżeli w jego rezultacie nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej; (ii) poniesienie i udokumentowanie nakładów na modernizację takiej instalacji w wysokości nie mniej niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Katalog kosztów kwalifikowanych ma zostać określony w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw klimatu.

Co ważne, opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia

2017 r. SA.43697 (2015/N) – Polska – aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej.

Dlatego ważne jest, aby zaproponować nowy system dla instalacji modernizowanych – uzupełniający obowiązujące i notyfikowane systemy wsparcia.

Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE jest liczony jako pierwsze 15 lat jej pracy. Po tym okresie jest konieczne zrealizowanie kosztownych inwestycji modernizacyjnych w celu przedłużenia czasu pracy instalacji o kolejne lata. Ponieważ wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) zbliża się do tak określonego progu, w niedługim czasie będzie konieczne podjęcie inwestycji modernizacyjnych w celu zachowania tych instalacji w systemie (m.in. w celu utrzymania osiągniętego udziału OZE w zużyciu energii jako bazy dla dalszego przyrostu udziału OZE). Wprawdzie obowiązujące przepisy ustawy OZE określają zakres i sposób wspierania zmodernizowanych instalacji OZE, jednak przepisy te, ze względu na brak notyfikacji, nie znajdują zastosowania.

Z analizy kosztów modernizacji dla poszczególnych typów instalacji OZE wynika, że realizacja tego rodzaju inwestycji po wyjściu z dotychczasowego systemu wsparcia może być nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych – przy obecnych kosztach paliw oraz wzroście cen materiałów i robocizny oraz braku wsparcia na inwestycje modernizacyjne. Nagły wzrost rynkowych cen energii może nie być wystarczającym czynnikiem zachęty do podjęcia inwestycji, gdyż jest on wynikiem nagromadzenia negatywnych czynników cenotwórczych (zwiększonego popytu postpandemicznego oraz agresji Rosji na Ukrainę), a nie przyczyn fundamentalnych.

Co więcej, niewprowadzenie systemu wspierania modernizacji i przez to nieutrzymanie istniejących już instalacji odnawialnych źródeł energii w systemie może spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu przez nowe instalacje o znacznie wyższych kosztach budowy.

Wprowadzenie systemu modernizacji jest zatem konieczne dla utrzymania już osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wymaganym przez dyrektywę RED II, dzięki czemu odbiorca końcowy nie będzie musiał ponosić pełnych kosztów budowy nowych inwestycji.

**V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego okresu wsparcia**

Równolegle do systemu modernizacji instalacji OZE istnieje potrzeba wdrożenia systemu wsparcia operacyjnego, lecz ograniczającego nakłady na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji do poziomu niższego niż 25% nakładów na budowę nowej referencyjnej instalacji OZE.

System ten umożliwiałby pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia inwestycyjnego. Bez uzyskania projektowanej pomocy wytwórcy energii w ww. instalacjach nie byliby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia, co byłoby niekorzystne ze względów ochrony środowiska, w tym konieczności zwiększania ambicji w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz konieczności utrzymania osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

Wsparcie powinno dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii przez pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

Podstawowe cechy systemu wsparcia operacyjnego:

1) ze wsparcia może korzystać wytwórca energii w instalacji OZE, dla której upłynął okres „pierwotnego" wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia, FIT, FIP lub aukcyjnego;
2) wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (w tym np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);
3) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);
4) poziom wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW określany jest dla trzech technologii: elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. Wsparcie jest udzielane wytwórcom na zasadzie taryfy gwarantowanej.
5) w przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW wsparcie jest udzielane w formie kontraktu różnicowego realizowanego w oparciu o ofertę złożoną w aukcji na wsparcie operacyjne dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w odpowiednich przedziałach technologiczno-mocowych. Wsparciem w tym systemie, poza elektrowniami wodnymi, biogazowymi i dedykowanymi instalacjami spalania biomasy, są objęte również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów.

Co kluczowe, w przypadku niewprowadzenia systemu wsparcia operacyjnego, instalacje, dla których nie ma ekonomicznego uzasadnienia przeprowadzania modernizacji czy znacznej modernizacji, co może w szczególności

dotyczyć energetyki wodnej, mogą nie być w stanie pokryć kosztów operacyjnych tylko z przychodów pochodzących z rynku energii.

Sytuacją ze wszech miar niekorzystną, zarówno w wymiarze lokalnym, jak i ze względu na zobowiązania wynikające z podwyższania ambicji międzynarodowych w zakresie celów OZE i redukcji emisji $CO_2$, byłoby zatrzymanie działalności wytwarzania energii elektrycznej w takich instalacjach. Co więcej, wstrzymanie wytwarzania energii w istniejących instalacjach OZE może wymusić konieczność zwiększenia produkcji energii w instalacjach konwencjonalnych.

Celowe jest zatem wprowadzenie sytemu, dzięki któremu wytwórcy posiadając perspektywę stabilnych przychodów przez kolejne lata, podejmą decyzję o kontynuowaniu działalności wytwórczej w instalacji OZE.

W sytuacji rynkowej, która zaistniała w 2022 r. zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. W związku z tym ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* do dnia 1 lipca 2025 r., jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej, której zmiana mogłaby wpłynąć na skrócenie lub wydłużenie wspomnianego wyżej *vacatio legis*.

**VI. Hybrydowe instalacje OZE**

Rozwój odnawialnych źródeł energii powoduje coraz większe wyzwanie po stronie operatorów z bilansowaniem systemu i dyspozycyjnością jednostek wytwórczych wytwarzających tzw. zieloną energię. Ma to szczególną wagę w warunkach krajowych, ze względu na strukturę mocy zainstalowanej przeważającą w Polsce i coraz większym udziale mocy zainstalowanych w źródłach pogodowozależnych, takich jak, w szczególności, wiatru na lądzie lub fotowoltaiki.

W związku z coraz ambitniejszymi celami Polski w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a także rozwojem technologii magazynowania energii pozwalających na rozciągnięcie możliwości dysponowania mocą instalacji także poza czas bezpośredniego wytwarzania energii w tej instalacji, np. w warunkach bezwietrznych lub po zmroku, istnieje konieczność dostosowania regulacji dotyczących hybrydowych instalacji OZE. Instalacje hybrydowe OZE uczestniczące w aukcjach będą charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.

**VII. Pozostałe regulacje**

**Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE**

Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego

Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FiT/FiP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.

Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie

Do Ministerstwa Klimatu i Środowiska są zgłaszane wątpliwości interpretacyjne w przypadku przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym.

Mając na uwadze powyższe proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.

Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców.

Z uwagi na zidentyfikowane problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FiT/FiP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców zobowiązań ustawowych z powodów przez nich niezawinionych, proponuje się wprowadzenie przepisu (art. 83 ust. 5), który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków

uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym lub terminu na rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemów FiT/FiP.

**Krajowy plan na rzecz energii i klimatu**

Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne mają na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwanej dalej „rozporządzenie 2018/1999", w zakresie opracowania integrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu. Dokument przedstawia m.in. krajową kontrybucję do realizacji celów klimatyczno-energetycznych oraz zawiera założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej: 1 – bezpieczeństwa energetycznego; 2 – obniżenia emisyjności; 3 – efektywności energetycznej; 4 – wewnętrznego rynku energii; 5 – badań naukowych, innowacji i konkurencyjności. Nowe przepisy regulują kwestie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu, jego projektu oraz sprawozdawczość.

Wobec powyższego, rekomendowanym narzędziem interwencji celem rozwiązania wskazanych problemów jest opracowanie stosownego projektu ustawy. Nie jest możliwe zastosowanie innego rozwiązania niż podjęcie prac legislacyjnych.

**Spółdzielnie energetyczne**

Od chwili wprowadzenia do polskiego systemu prawnego spółdzielni energetycznych, na podstawie ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925), w wykazie spółdzielni energetycznych zamieszczono zaledwie kilka takich podmiotów, co w porównaniu z danymi z innych państw członkowskich pozwala na przyjęcie tezy, że instytucja ta, jak dotąd, nie rozwija się w satysfakcjonującym tempie. Dla porównania można wskazać, że w Niemczech funkcjonuje około tysiąc spółdzielni energetycznych. Wiele tego rodzaju podmiotów prowadzi działalność na terenie Austrii oraz Danii. Spółdzielnie energetyczne są popularne także m.in. w Holandii, Szwecji, Finlandii, we Włoszech, Belgii, Francji oraz Hiszpanii.

Celem projektowanych zmian jest poprawa warunków dla rozwoju energetyki rozproszonej na terenach wiejskich w formie spółdzielni energetycznej. Przygotowane przepisy mają ułatwić tworzenie i funkcjonowanie tej formy lokalnego zrzeszenia, a także zachęcić podmioty do angażowania się w tego rodzaju inicjatywy.

**Prosument lokatorski**

Zainteresowanie OZE w budynkach wielolokalowych, np. na osiedlach bloków, jest wciąż relatywnie niewielkie. Instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii mogą rozwiązać wiele problemów takich budynków, jako że są położone w gęsto zaludnionych okolicach miejskich, gdzie znajduje się wielu odbiorców energii (części wspólne, sklepy i supermarkety w dolnych partiach budynku, które zużywają bardzo dużo energii na chłodzenie produktów, okoliczne lokale usługowe, a często też zakłady rzemieślnicze i biura firm). Tendencja ta jest wspierana przez coraz powszechniejsze wykorzystanie klimatyzacji, co znacznie zwiększa rachunki za energię w połączeniu z jej wysokimi cenami.

Szersze wykorzystanie OZE w zabudowie wielolokalowej przełoży się także na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, a tym samym przyczyni się do przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Ponadto zwiększenie ilości wytwarzanej energii w samych miastach zmniejszy obciążenie sieci dystrybucyjnej i przesyłowej związane z koniecznością dostarczania energii z oddalonych jednostek wytwórczych do tych miast. Warto również zauważyć, że właśnie na obszarze miasta sieć elektroenergetyczna jest najlepiej rozwinięta i posiada największe rezerwy do wykorzystania, a więc rozwój energetyki prosumenckiej na tych obszarach wpływa korzystanie na optymalne wykorzystanie systemu elektroenergetycznego. Celem projektowanych zmian jest dostosowanie obecnej formy prosumenta energii odnawialnej do potrzeb wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych w taki sposób, aby korzyści z wytwarzanej energii mogły być wykorzystane na wspólne potrzeby mieszkańców budynków wielolokalowych.

**Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej**

W obliczu konieczności przyspieszenia procesu uniezależniania się od paliw kopalnych, w dużej mierze importowanych z kierunku rosyjskiego, zaproponowano zmiany w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Proponowane przepisy mają na celu zwiększenie wolumenu mocy i terminów aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej.

**2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt**

Jak wskazano wyżej, proponowanym narzędziem interwencji do rozwiązania problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR jest nowelizacja ustawy OZE oraz innych ustaw.

**I. Biometan**

Proponowanym rozwiązaniem problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR dotyczącym rozwoju rynku biometanu oraz proponowanym narzędziem interwencji jest nowelizacja obowiązujących aktów prawnych dot. OZE oraz ustawy – Prawo energetyczne.

Propozycją rekomendowaną w zakresie zapewnienia dynamicznego rozwoju sektora wytwarzania biometanu jest, przede wszystkim, wprowadzenie rozwiązań prawnych w zakresie opracowania procedur administracyjnych dotyczących rejestrowania i monitorowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu.

Szczegółowy zakres zmian ujętych w projekcie ustawy stymulujących rozwój sektora biometanu obejmuje:

1) wprowadzenie definicji biometanu oraz wyłączenie pojęcia biogaz rolniczy z definicji biogazu; w związku z wprowadzeniem pojęcia biometan – wprowadzono również zmiany w ustawie – Prawo energetyczne w zakresie pojęcia paliwo gazowe;
2) rozszerzenie uprawnień Prezesa URE w zakresie prowadzenia kontroli informacji oraz oświadczeń składanych przez wytwórcę biometanu;
3) określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu – przez utworzenie „rejestru wytwórców biogazu" prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE";
4) rozszerzenie zakresu rozdziału 3 ustawy OZE (zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego lub biopłynów) o zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego – art. 24 ustawy OZE i kolejne, w szczególności poszerzenie zakresu podmiotowego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o wytwórców biometanu z biogazu rolniczego;
5) poszerzenie obszaru działalności spółdzielni energetycznych o możliwość wytwarzania biometanu;
6) uchylenie przepisów dotyczących wniosku o wydanie urzędowego potwierdzenia efektu zachęty (art. 47a ustawy OZE) oraz przepisów mówiących o świadectwie pochodzenia biogazu rolniczego (art. 48 ustawy OZE i kolejne);
7) wprowadzenie systemu wsparcia dostosowanego do specyfiki tej technologii, uwarunkowań technicznych i ekonomicznych (*feed in premium*);
8) wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla biometanu i poszerzenie zakresu przedmiotowego rejestru gwarancji pochodzenia o dane dotyczące gwarancji pochodzenia biometanu;
9) usprawnienia w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej.

<u>Wprowadzenie definicji pojęć oraz procedur umożliwiających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu</u>

Istotną kwestią, mającą na celu uporządkowanie formalno-prawne rozwoju sektora biometanu, jest wprowadzenie definicji biometanu, obejmującej biogaz, biogaz rolniczy oraz poddawany procesom oczyszczania w celu uzyskania odpowiednich parametrów jakościowych w zależności od końcowego wykorzystania tego paliwa, jak również sposobu jego transportowania. Zaproponowana definicja, w przypadku biometanu wprowadzanego do sieci gazowych, powoduje obowiązek dostosowania parametrów jakościowych biometanu z wymaganiami w tym zakresie wskazanymi w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W konsekwencji pozwala to na dokonanie harmonizacji wymogów dla nowego rodzaju paliwa gazowego stosowanego w sieciach gazowych. Celem tego jest ułatwienie prowadzenia działalności gospodarczej, w tym, m.in. usprawnienie i ujednolicenie procedur związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowej.

Konsekwencją wprowadzenia definicji biometanu w projekcie ustawy jest wprowadzenie przepisów określających zasady prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, z wyraźnym rozdzieleniem tej działalności na dwa obszary, które zostały uzależnione od rodzaju surowca wykorzystywanego do wytwarzania biometanu, tj. biogazu (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE) oraz biogazu rolniczego (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, zwanego dalej „KOWR"). Dodatkowo doprecyzowano, że działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

Zaproponowane podejście, z jednej strony upraszcza obowiązki spoczywające na wytwórcach biometanu, w stosunku do wymogów, wobec których istnieje obowiązek uzyskania koncesji, zaś z drugiej umożliwia rejestrowanie i monitorowanie rynku przez organy administracji państwowej w sposób uporządkowany. W połączeniu z przepisami w zakresie kar za naruszenie obowiązków rejestracyjnych oraz przepisami określającymi zakres wymagań sprawozdawczych, projekt przepisów wprowadza spójny system umożliwiający sprawowanie nadzoru nad sektorem – co jest szczególnie istotne w kontekście planowanych programów pomocowych oraz wiarygodności danych uwzględnianych do monitorowania poziomu udziału OZE przedkładanych do Komisji Europejskiej.

Oczekiwanym efektem przyjęcia ww. rozwiązań dotyczących doprecyzowania zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, poza ujednoliceniem procedur, będzie zwiększenie przejrzystości prowadzenia tego typu działalności gospodarczej, co w przyszłości przyczyni się do wzrostu zainteresowania ze strony inwestorów.

Wprowadzenie programu pomocowego dla rozwoju sektora biometanu

Opracowanie propozycji dotyczących mechanizmu wsparcia dla biometanu poprzedzono analizą stosowanych rozwiązań w UE w tym zakresie, jak również wymogów formalnych dopuszczających proponowany w projekcie ustawy model wsparcia (*feed-in-premium*) z perspektywy dotyczącej zgodności z zasadami udzielania pomocy publicznej w krajach UE.

Analiza przypadków dotyczących funkcjonujących modeli wsparcia w UE w obszarze sektora biometanu jednoznacznie wskazała na przewagę systemów *feed-in-premium* nad pozostałymi mechanizmami wsparcia, np. systemem aukcyjnym czy też zwolnieniami z akcyzy. Należy jednak mieć na uwadze, że dotyczy to właśnie wykorzystania biogazu do produkcji biometanu, ponieważ zupełnie inaczej sytuacja przedstawia się w przypadku wsparcia wykorzystywania biogazu do wytwarzania energii elektrycznej, w którym to sektorze dominują modele wsparcia o charakterze konkurencyjnym.

Zatem, biorąc pod uwagę doświadczenia krajów UE o znacznie bardziej rozwiniętym rynku produkcji biometanu oraz aspekty formalne związane ze zgodnością zaproponowanego modelu wsparcia z zasadami udzielania pomocy publicznej w UE, podjęto decyzję o przyjęciu rozwiązania, w którym wsparcie sektora jest realizowane w modelu *feed-in-premium*, mając świadomość, iż jest to rozwiązanie najefektywniej wspierające tego rodzaju inicjatywy i dające duże możliwości w zakresie szybkiego przyrostu potencjalnych inwestycji w najbliższych latach.

Projekt ustawy wprowadza przepisy mające na celu zapewnienie pomocy operacyjnej dla wytwórców biometanu w formie systemu dopłat do ceny rynkowej biometanu (*feed-in-premium*) dla wytwórcy, który wprowadził biometan do sieci gazowej, otrzymując prawo do pokrycia ujemnego salda. Dzięki wprowadzonemu rozwiązaniu wytwórca biometanu uzyska możliwość sprzedaży biometanu po stałej, gwarantowanej cenie zakupu – co istotnie wpłynie na stabilność jego funkcjonowania. Wytwórcy biometanu, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskają prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda – w praktyce oznacza to pokrycie różnicy między rynkową ceną gazu ziemnego, a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania biometanu.

Wytwórcy biometanu, którzy wejdą do systemu feed-in-premium otrzymują gwarancję uzyskania pomocy publicznej, na cały czas trwania wsparcia, tj. 15 lat, na podstawie złożonej Prezesowi URE deklaracji i po spełnieniu określonych w projekcie ustawy wymagań, które upoważnią do uzyskania zaświadczenia o możliwości sprzedaży biometanu.

Zaproponowany program pomocowy nie wymaga tworzenia dodatkowych źródeł finansowania, mając na uwadze oszczędności w opłacie OZE oraz fakt, że biometan będzie wykorzystywany przede wszystkim na potrzeby realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Zgodnie z wprowadzoną zmianą w ww. ustawie, biometan objęty wsparciem *feed in premium*, o którym mowa w projekcie ustawy, nie będzie mógł być wykorzystany do zaliczenia przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy. Jednocześnie, wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla wytwórcy biometanu, połączonego z gwarancją pokrycia ujemnego salda, zdecydowanie wpłynie na poprawę stanu projektów inwestycyjnych przedsiębiorców, którzy przystąpią do tego systemu. Chodzi przede wszystkim o zapewnienie bezpieczeństwa prawnego projektów, które umożliwi podjęcie pozytywnej decyzji o przyznaniu ich finansowania, co z kolei przekłada się na zwiększenie prawdopodobieństwa jego realizacji.

Usprawnienia w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej

Projekt zawiera rozwiązania, których wejście w życie będzie korzystnie wpływać na ilość pozytywnych decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. Wprowadzenie definicji biometanu, ze wskazaniem możliwości jego wprowadzenia do sieci gazowych, należy rozpatrywać łącznie z obowiązkiem określenia parametrów jakościowych dla tego paliwa gazowego w ramach delegacji do wydania rozporządzenia na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Usprawnienie i ujednolicenie procedur związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowych polega w tym przypadku na zapewnieniu zharmonizowanego podejścia w zakresie wymaganego przez każdego operatora sieci gazowej zestawu parametrów jakościowych jakie należy spełnić, aby biometan mógł być wprowadzany do tej sieci.

Zaproponowane rozwiązanie jest efektem przeprowadzonej analizy dotychczasowej sytuacji w zakresie warunków przyłączenia do sieci gazowej udzielanych potencjalnym inwestorom, które znacznie się różniły w przypadku poszczególnych operatorów sieciowych, a nawet poszczególnych lokalizacji sieciowych znajdujących się w gestii pojedynczego operatora.

Kolejnym rozwiązaniem usprawniającym proces pozyskiwania pozytywnej decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia do sieci gazowej, jest wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne przepisu, zgodnie z którym w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę

lokalizacji, operator sieciowy jest zobowiązany wskazać wnioskodawcy najbliższą lokalizację, w której takie przyłączenie jest możliwe.

Zaproponowane rozwiązania nie wpłyną na tempo przebiegu procesu decyzyjnego dotyczącego postepowań w sprawie przyłączy (liczony w dniach), natomiast z pewnością zapewnią większą transparentność procesu umożliwiając efektywniej zaplanować podejmowane działania poszczególnym inwestorom.

W celu wypracowania kolejnych, systemowych rozwiązań, mających na celu zapewnienie efektywnej integracji zakładów wytwarzających biometan z sieciami gazowymi, są aktualnie prowadzone prace grup roboczych powołanych w ramach działań związanych z budową Partnerstwa dla sektora gazowego w Polsce.

Wpływ rozwiązań dotyczących rozwoju sektora biometanu na strukturę realizacji celów OZE do 2030 r.
W celu dokonania oceny wpływu przyjętych rozwiązań dotyczących sektora biometanu na planowany w 2030 r. mix energetyczny Polski należy przede wszystkim uwzględnić aktualną prognozę dotyczącą zużycia energii ze źródeł odnawialnych, zawartą w KPEiK, w załączniku 2 Ocena skutków planowanych polityk i środków. Ponieważ dokument w wersji 5.2. datowany z dnia 18 grudnia 2019 r. powstał przed przyjęciem proponowanej strategii w zakresie rozwoju sektora biometanu, w związku z powyższym należy założyć, że rozwój tego sektora będzie miał pozytywny wpływ na planowany dotychczas mix energetyczny kraju.

Wykorzystanie biometanu w sektorze transportu, przy założeniu stosowania surowców z załącznika IX do dyrektywy RED II, będzie uprawniać do tzw. podwójnego zaliczenia do NCW i pozwalać na wykonanie celów w zakresie advanced biofuels, szacowanych w 2030 r. na poziomie 418 ktoe. Należy się spodziewać, iż wykorzystanie biometanu w sektorze transportu nie spowoduje wzrostu realizacji celu OZE w transporcie ponad poziomy obowiązków wynikających z RED II, ale w sposób istotny wpłynie na strukturę realizacji tego celu w kraju, umożliwiając ograniczenie stosowania innych biokomponentów (np. HVO), których dostępność w perspektywie kolejnych lat może być ograniczona – podobnie jak to miało miejsce w 2020 r. Jednocześnie, szczegółowe przepisy dotyczące zasad wykorzystania biometanu do celów transportowych, w tym poziomów obowiązków w tym zakresie nakładanych na podmioty realizujące NCW, będą określone w przepisach ustawy nowelizującej ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

**II. Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii**

W latach 2017–2018 Ministerstwo Energii przeprowadziło dwa konkursy na Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. W obu przeprowadzonych edycjach konkursu wyróżniono 66 klastrów energii, które zostały wpisane na Listę Pilotażowych Klastrów Energii. Jednocześnie Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii, zwana dalej „KIKEiOZE", szacuje, iż na rynku można aktualnie wyodrębnić 60 działających klastrów energii. Jednocześnie zapowiedź nowelizacji ustawy OZE pobudziła rynek, przez co jest widoczna w tym sektorze większa aktywność niż dotychczas. Zgodnie z założeniami, w kolejnych latach będzie powstawało średnio ok. 25 klastrów rocznie. W efekcie, zgodnie z założeniami projektu ustawy, do 2029 r. w Polsce powstanie ok. 300 klastrów.

Kontynuując promowanie rozwoju klastrów energii, projekt ustawy w tym obszarze obejmuje:
1) ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz zmianę definicji klastra energii;
2) doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działalności klastra energii;
3) dodanie celu działania klastra energii;
4) stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania;
5) zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii, przez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużywania na własne potrzeby energii wytworzonej przez członków klastra energii;
6) ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych przez określenie szczególnych zasad tej współpracy;
7) określenie wymagań, których spełnienie przez klaster energii będzie umożliwiać skorzystanie ze zwolnienia z opłat określonych w ustawie oraz z preferencyjnego sposobu rozliczeń (wymagania w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej mocy magazynów energii na określonym w ustawie poziomie, a także wymóg, aby co najmniej 30%, zaś od dnia 1 stycznia 2027 r. co najmniej 50%, energii wytwarzanej w klastrze energii pochodziło z OZE).

Podstawowy mechanizm preferencji dla klastrów energii będzie obejmował zwolnienia z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez członków klastra energii i pobranej przez członków klastra energii dla każdej godziny okresu rozliczeniowego. Mechanizm będzie funkcjonował od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 r. i będzie uzależniony od wykazania spełnienia warunków wskazanych w ustawie. Termin wejścia w życie przepisów o wsparciu został dostosowany do terminu wejścia w życie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Jednocześnie, dla członków klastrów energii, które wykażą wyższy poziom zużycia własnego, tj. powyżej 60%, jest przewidziany dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada

5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosi 25%.

Projektowane zmiany przyczynią się ponadto do zrealizowania celów wskazanych w dokumentach strategicznych kraju, takich jak Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka energetyczna Polski do roku 2040 (PEP 2040).

Źródłem informacji o problemie jest przegląd obowiązujących przepisów prawa unijnego i krajowego, przeprowadzone analizy robocze, uwagi organów administracji państwowej, jak również wystąpienia organizacji branżowych.

Szacując możliwości budowy źródeł wytwórczych w klastrze energii uwzględnia się szereg elementów, z których do najważniejszych należą:

1) analiza komplementarności celów i kierunków działania klastra energii z obowiązującymi dokumentami regionalnymi i krajowymi wyznaczającymi cele i kierunki działań związanych z polityką energetyczną i klimatyczną na poziomie regionalnym oraz krajowym;
2) ocena istniejącego potencjału klastra energii oraz posiadanej infrastruktury technicznej;
3) analiza ilościowa odbiorców energii na obszarze działania klastra energii;
4) zewnętrzni dostawcy surowców energetycznych i paliw;
5) analiza obecnie realizowanych przez członków klastra energii działań i projektów;
6) projekty inwestycyjne planowane do realizacji w klastrze energii;
7) analiza możliwości implementacji systemów magazynowania energii;
8) magazyny energii w postaci akumulatorów połączonych z instalacjami PV;
9) możliwości magazynowania energii w samochodach elektrycznych w ramach klastra;
10) wykorzystanie możliwości akumulowania energii w ciepłej wodzie użytkowej w ramach klastra;
11) możliwości akumulowania energii w ogrzewaniu budynków w ramach klastra;
12) posiadanie przez członków klastra sezonowych magazynów ciepła;
13) możliwości wykorzystania magazynowania energii w wodorze odnawialnym w ramach klastra;
14) inteligentne sieci – efektywniejsze rozkładanie zapotrzebowania na energię, zarządzanie energochłonnymi procesami;
15) weryfikacja, który rodzaj magazynowania energii będzie odpowiedni dla poszczególnych obiektów;
16) sposób uregulowania kwestii korzystania z sieci dystrybucyjnych na rzecz klastra energii (umowa z OSD);
17) istniejąca infrastruktura energetyczna i ciepłownicza na terenie klastra energii;
18) bilans energetyczny klastra energii;
19) analiza zapotrzebowania klastra energii na energię;
20) wolumen aktualnych jednostek wytwórczych OZE działających w ramach klastra;
21) potencjał OZE możliwy do zainstalowania na terenie działania klastra energii.

**III. 1 Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**

W ustawie o odnawialnych źródłach energii doprecyzowuje się przepisy dotyczące pierwszeństwa zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wprowadza się zasady wydawania i rozliczania gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE w celu wypromowania i zainteresowania ekologicznymi dostawami ciepła.

W ustawie – Prawo energetyczne wprowadza się zaostrzone warunki obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz warunki odłączania się od sieci systemu nieefektywnego energetycznego, co jest wymogiem dyrektywy RED II.

Z powyższym związana jest wprowadzona sprawozdawczość dystrybutora ciepła nt. spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz o ilości ciepła z różnych źródeł wprowadzonego do sieci ciepłowniczej, co jest konieczne w celu określenia, czy system ciepłowniczy spełnia kryteria systemu efektywnego energetycznie lub czy spełni je do końca 2025 r.

Powyższe wiąże się z wprowadzeniem przepisu dotyczącego uzgodnienia przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie dostaw ciepła. Wprowadza się obowiązek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, w celu weryfikacji, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów, niż rozwiązania alternatywne. Usankcjonowano możliwość odłączenia się od systemu ciepłowniczego przez odbiorcę, który będzie korzystał w celu ogrzewania z odnawialnych źródeł energii, przy czym odłączenie takie będzie mogło zostać zrealizowane jedynie w przypadku systemu ciepłowniczego, który nie posiada i nie osiągnie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w terminie do końca 2025 r. Jednocześnie przewidziano możliwość obciążenia odłączającego się odbiorcy kosztami wynikającymi z konieczności likwidacji samego przyłącza oraz niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

W zakresie informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym przewidziano nałożenie na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązków polegających na publikowaniu na stronie internetowej odpowiednich danych.

W przypadku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych, przewiduje się nałożenie na operatorów dystrybucyjnych systemów elektroenergetycznych obowiązku przeprowadzenia co 4 lata odpowiedniej analizy w tym zakresie.

W odniesieniu do krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz orientacyjnej trajektorii udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie należy zauważyć, że te wielkości zostały określone w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, wydawanym zgodnie z rozporządzeniem 2018/1999. Na ministra właściwego do spraw klimatu przewiduje się nałożenie obowiązku monitorowania realizacji powyższego celu.

W zakresie obowiązku publikowania wykazu środków i podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001, proponuje się, aby obowiązek taki spoczywał na ministrze właściwym do spraw klimatu, który będzie te dane publikować na swoich stronach Biuletynu Informacji Publicznej.

W ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego, zapewnia się zwrot z kapitału zaangażowany w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu 7%. Tego rodzaju zachęta spowoduje korzyść zarówno dla środowiska, przez redukcję emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i dla korzyści ekonomicznej odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa niż koszt zwiększonej – ponad uznawaną aktualnie w taryfach (4,8%) przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału. Skumulowana wartość oszczędności odbiorców w perspektywie 10 lat wynosi blisko 1,3 mld zł.

Zagwarantowanie 7% stopy zwrotu z kapitału jest tylko jednym ze składników planowanych przychodów ujmowanych w taryfie dla ciepła, natomiast wynikające z promowanych inwestycji odejście od spalania paliwa węglowego ma zapewnić zredukowanie emisji dwutlenku węgla, które kosztowo jest pięciokrotnie wyższe niż cała kwota zwrotu z kapitału. Przy uwzględnieniu zmienności innych składników kosztowych w taryfie dla ciepła oraz założeniu planowanego wzrostu udziału ciepła z OZE o 1 p.p. r/r – dla odbiorcy ciepła, w tym dla gospodarstw domowych – opłaty za ciepło będą neutralne lub korzystne z powodu zagwarantowania stopy zwrotu z kapitału na poziomie 7%, na co wskazuje tabela 1 w załączniku nr 5 do niniejszej Oceny Skutków Regulacji.

Zwalnia się także z obowiązku przedstawienia taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE w części dotyczącej źródeł do 5 MW mocy zainstalowanej, które charakteryzują się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8, a ciepło wytworzone stanowi nie mniej niż 60 % OZE.

W ustawie – Prawo energetyczne uwzględnia się także możliwość odejścia przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji od sposobu kształtowania taryf w sposób uproszczony, jednak z konsekwencją braku możliwości zmiany przyjętego kosztowego kształtowania taryfy dla ciepła.

**III.2 Gwarancje pochodzenia**

Implementacja dyrektywy RED II wymaga nowelizacji przepisów w szczególności w poniższych obszarach:

1) Przystąpienie Prezesa URE, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do stowarzyszenia AIB, zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, a w konsekwencji synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS).
2) Należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia wobec producenta, który otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia.
3) Uwzględnienie w krajowym porządku prawnym wymogów normy CEN – EN 16325 po jej aktualizacji i zatwierdzeniu.
4) Rozszerzenie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii („TGE") o nowe nośniki energii: gaz z odnawialnych źródeł energii (biometan, biogaz, biogaz rolniczy), w tym wodór odnawialny, ciepło oraz chłód.
5) Dostosowanie funkcjonalności rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do nowych przepisów.

Ad. 1.

Brak członkostwa Polski w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.

Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 euro (<4 TWh) do 77 600 euro (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na TGE przekraczający 10 TWh, składka byłaby wyższą z podanych powyżej wartości.

Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia, w szczególności z wpływów pochodzących od uczestników wymiany gwarancji pochodzenia.

Uczestnictwo Polski w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Tym samym, w szczególności dla wytwórców lub części energii nieobjętej operacyjnym systemem wsparcia, byłaby to szansa na zwiększenie wynagrodzenia z rynku za korzystanie z technologii OZE. W konsekwencji podniesie to także atrakcyjność powstawania instalacji OZE i korzystania z mechanizmów rynkowych, zarówno co do ceny energii elektrycznej, jak i możliwości uzyskania dodatkowych przychodów w postaci gwarancji pochodzenia dla tych instalacji OZE lub tej części energii pochodzącej z instalacji OZE, które pozostają poza systemem wsparcia.

Jednym z podstawowych wymogów uczestnictwa Polski w AIB jest obliczanie i publikowanie rocznego miksu energii resztkowej rozumianego jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Bilans jest sporządzany do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty (Prezes URE, PSE), które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów.

Ad. 2.
Dyrektywa RED II w art. 19 st. 2 przewiduje, że „Państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.”.

Ewentualne przychody uzyskane z tytułu obrotu gwarancji pochodzenia, dla instalacji lub części energii objętej wsparciem, nie powinny przewyższać dopuszczalnego poziomu wsparcia. Wobec tego proponuje się, aby systemy oparte o stałą cenę, lub stałą dopłatę do ceny rynkowej były wyłączone spod możliwości otrzymywania pomocy. Dzięki takiemu rozwiązaniu zmitygowane zostanie ryzyko nadwsparcia w takich systemach, jak obowiązujący system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff – FiT) i dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium – FiP). Przyznanie gwarancji pochodzenia jednocześnie powinno wprowadzić pozytywny bodziec rynkowy dla energii ze źródeł OZE, nieobjętej systemem wsparcia.

Rozwiązanie alternatywne, tj. odejmowanie ceny gwarancji pochodzenia od uzyskanego wsparcia, oprócz braku bodźca ekonomicznego do korzystania z systemu gwarancji pochodzenia, pociągałoby za sobą dodatkowe obciążenie administracyjne związane z tym procesem.

Ad. 3
Należy odnotować, że zgodnie z art. 19 ust. 6 dyrektywy, „(…) Państwa członkowskie i wyznaczone właściwe organy zapewniają, aby wymogi, które nakładają, były zgodne z normą CEN – EN 16325”.

Co istotne, norma w związku ze wskazanym powyżej przepisem dyrektywy, będzie określała ustandaryzowane ramy funkcjonowania systemów gwarancji pochodzenia, z uwzględnieniem nowych nośników energii, czyli gazu z OZE oraz energii ciepła i chłodu.

Norma dostarczy szczegółowych, technicznych rozwiązań w zakresie funkcjonowania nowych lub rozszerzonych rejestrów gwarancji pochodzenia specyficznych dla dokonywanego rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia.

Ad.4
RED II zmienia zakres dotąd wydawanych gwarancji pochodzenia i powoduje uwzględnienie w krajowym porządku prawnym nowych rodzajów paliw, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia (gaz z odnawialnych źródeł energii [biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny] oraz energia ciepła i chłodu). Powoduje także wprowadzenie specyficznych rozwiązań dla nowych nośników energii, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia, między innymi w zakresie zasad weryfikacji wprowadzania energii do sieci lub dostarczania za pośrednictwem innych nośników oraz zasad raportowania i ewentualnej odpowiedzialności z tego tytułu.

Ad. 5
Konieczne jest dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do uwarunkowań RED II. Gwarancja pochodzenia może podlegać przeniesieniu na rzecz innego podmiotu w okresie dwunastu miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania energii elektrycznej objętej wnioskiem o jej wydanie, przy czym jej umorzenie może nastąpić także w okresie kolejnych sześciu miesięcy. Konieczne jest uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Innym elementem jest nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym i bilansów dotyczących umorzonych gwarancji pochodzenia.

**III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE**

Celem ustanowienia KPK OZE jest ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań dla wytwórców energii z OZE w zakresie wydawania pozwoleń i niektórych innych procedur administracyjnych oraz poprawa dostępu do porad związanych z prowadzonymi postępowaniami administracyjnymi.

Proponuje się, aby regulacja dotycząca KPK OZE została umieszczona w ustawie OZE.

Szczegółowe założenia planowanej ustawy w zakresie KPK OZE

1) Tworzy się jeden elektroniczny Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, powiązany organizacyjnie z ministrem właściwym do spraw klimatu.
2) KPK OZE, jako punkt elektroniczny, będzie się znajdować na stronie internetowej z domeną gov.pl właściwą dla obsługi urzędu administracji rządowej kierowanego przez ministra właściwego do spraw klimatu. Takie usytuowanie KPK OZE ma za zadanie skorzystanie z funkcjonującej i popularnej strony internetowej dobrze pozycjonowanej w wyszukiwarkach internetowych. Co więcej, to rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo, iż wnioskodawcy korzystają z oficjalnego punktu, na którym są dodawane tylko wiarygodne i sprawdzone treści.
3) KPK OZE będzie stanowić platformę informacyjną dla wnioskodawców. Punkt ten powinien być postrzegany jako pierwszy punkt kontaktowy, w którym wnioskodawca może znaleźć informacje na temat tego, jakie pozwolenia są wymagane dla jego projektu i w jaki sposób te procedury są przeprowadzane, czyli np.:
   a) sposób załatwienia sprawy (listownie lub elektronicznie),
   b) podstawowe informacje, które powinien mieć wnioskodawca przed rozpoczęciem postępowania,
   c) warunki, które trzeba spełnić, aby przystąpić do danego postępowania,
   d) czas, w jakim należy załatwić sprawę,
   e) organ właściwy do realizacji sprawy (z możliwością wyszukania za pomocą wpisania nazwy miejscowości lub kodu pocztowego),
   f) opis czynności, jakie musi spełnić wnioskodawca krok po kroku,
   g) przedstawienie czynności wykonywanych przez organ wydający rozstrzygnięcie,
   h) koszt postępowania,
   i) czas trwania postępowania,
   j) odwołanie się od rozstrzygnięcia.
4) Informacje, o których mowa w ww. punkcie, mogą zostać zawarte bezpośrednio na stronie KPK OZE, jak również powyższa strona powinna za pomocą bezpośrednich linków przeprowadzić wnioskodawcę do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego, który, ze względu na swoją właściwość, opisuje powyższe informacje w sposób bardziej szczegółowy. Zawarte na ww. stronach internetowych dane muszą być opisane w sposób dokładny i przejrzysty. Muszą również w sposób jednoznaczny wskazywać na organ merytoryczny właściwy w sprawie, do którego należy kierować pytania bardziej szczegółowe.
5) Za pomocą strony internetowej KPK OZE może świadczyć usługi, w ramach których wnioskodawca będzie mógł uzyskać odpowiedź na swoje ogólne zapytania, które dotyczą informacji zawartych na stronie. W przypadku pytań bardziej szczegółowych, które wychodzą poza zakres informacji zawartych na stronie internetowej, KPK OZE przekazuje te zapytania do właściwego organu merytorycznego z prośbą o przesłanie do KPK OZE odpowiedzi.
6) Na stronie internetowej KPK OZE zostanie udostępniony podręcznik procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej ze szczególnym podziałem na mikroinstalacje OZE oraz instalacje o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.
7) W ramach dodatkowych zadań KPK OZE może umożliwić dostęp do uzyskania przez wnioskodawców zindywidualizowanych porad dotyczących procedur.
8) Oszacowanie obciążenia strony internetowej oraz wskazanie ilości potencjalnych zainteresowanych informacjami znajdującymi się na stronie internetowej KPK OZE w podziale na 2 grupy docelowe:
   a) pierwszą grupą są prosumenci energii odnawialnej, grupa najliczniejsza, jednak nie wymagająca, jeżeli chodzi potrzebę uzyskania, informacji dotyczących procedur. W 2020 r. przyłączono do sieci ok. 300 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2014,8 MW. Oznacza to, iż informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą skierowane do 300 tysięcy osób rocznie, przy obecnej dynamice rozwoju sektora;
   b) drugą grupą są wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki,wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. takich instalacji było 2712. Z kolei wg stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. ilość tych instalacji wynosiła 3240. Oznacza to, że w ciągu 2020 r. przyłączono do sieci 528 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW.

**III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**

Aby spełnić obowiązki określone w RED II jest konieczne podjęcie działań umożliwiających przyspieszenie inwestycji w odnawialne źródła energii. W celu przyspieszenia inwestycji w OZE należy jednak usprawnić także procedurę przyjmowania gminnych dokumentów planistycznych, tj. studium oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), które mimo tego, że są rodzajem procesu politycznego, będącego emanacją samorządności społeczności lokalnej, to jednak w wielu przypadkach stanowią najdłuższy z etapów – bezpośrednio wpływających na

długość trwania procesu inwestycyjnego. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w ramach administracji rządowej są prowadzone prace nad ograniczeniem długości i istniejącej dotychczas sekwencyjności przyjmowania studium oraz MPZP. Wyniki tych prac będą mieć także pozytywny wpływ na realizację projektów OZE. Modyfikacja planistycznej, a więc społeczno-politycznej fazy procedury administracyjnej – zmiany studium lub MPZP – jest tym istotniejsza, że wypis i wyrys z MPZP potwierdzający możliwość lokalizacji instalacji OZE w danej lokalizacji, jest obecnie elementem niezbędnym do uzyskania warunków przyłączenia i podpisania umowy o przyłączenie.

**Prawo budowlane**

Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW wymagają decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicą mocy zainstalowanej wymaganą przed RED II dla jak najszybszego procedowana jest wartość 150kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy.

**Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - PPA**

Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA.

Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę końcowego) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu są zawierane na stosunkowo długi okres, co niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE, korzyścią płynącą z zawarcia takich kontraktów PPA jest długotrwałe zabezpieczenie odbioru energii, co ma wpływ na stabilność prowadzenia biznesu. Z kolei stałe dochody wytwórców energii z OZE w długim okresie czasu przekładają się na zainteresowanie banków finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii. Dla części odbiorców zasadniczym czynnikiem przesądzającym o zawarciu tego typu umów jest troska o wizerunek firmy jako tej, która przyczynia się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.

Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 17 dyrektywy 2018/2001, umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej.

Celowym jest więc wprowadzenie zmian doprecyzowujących lub usprawniających realizację i funkcjonowanie instalacji odnawialnego źródła energii.

**IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE –** Założenia systemu

1) System wsparcia modernizacji ma zastosowanie do instalacji OZE, których wiek przekracza 15 lat. Dla uproszczenia identyfikacji uprawnionych instalacji wsparcie jest adresowane do instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego 15-letniego okresu wsparcia (w systemie świadectw pochodzenia lub aukcyjnym lub FiT/FiP).
2) Prawo do nowego wsparcia powinno móc być przyznawane jeszcze przed upływem pierwotnego okresu wsparcia, tak aby umożliwić terminową realizację niezbędnych inwestycji wydłużających cykl życia instalacji.
3) Wsparcie dotyczy kosztów modernizacji nie mniejszych niż 25% nakładów na nową referencyjną instalację OZE, w celu wyeliminowania wspierania napraw i usprawnień o mniejszej wartości, które powinny być finansowane z przychodów z działalności instalacji, bądź wsparcia operacyjnego.
4) Podjęcie decyzji inwestycyjnej (rozpoczęcie prac) powinno nastąpić po złożeniu wniosku/deklaracji o udzielenie wsparcia / przystąpienia do systemu. Rozpoczęcie prac w rozumieniu przepisów o pomocy publicznej to rozpoczęcie robót budowalnych związanych z inwestycją, pierwsze prawnie wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna – zależnie od tego, co nastąpi wcześniej.
5) Modernizowane instalacje OZE będą konkurować o wsparcie z instalacjami nowymi (m.in. uczestniczyć w tych samych koszykach aukcyjnych). Pozwoli to na zapewnienie odpowiedniej podaży projektów w wybranych koszykach, a tym samym skuteczne rozstrzyganie ogłoszonych aukcji.
6) Od instalacji planujących uczestnictwo w aukcji i modernizację dającą prawo uczestnictwa w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wymagana jest parametrów instalacji, dotyczących wytwarzania energii z OZE.
7) W celu zapewnienia spójności w zakresie funkcjonujących w Polsce systemów wsparcia podobnych inwestycji oraz usprawnienia procesu uzyskania zgody Komisji Europejskiej na wdrożenie proponowanego rozwiązania, system wsparcia modernizacji instalacji OZE będzie wzorowany na zaakceptowanych przez Komisję Europejską (Decyzja Komisji z dnia 15 kwietnia 2019 r. w sprawie SA.51192 (2019/N) – Poland – CHP suport) na zasadach działania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, ustanowionych ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.
8) Zakłada się, że wsparcie udzielone instalacjom zmodernizowanym wyniesie maksymalnie 15 lat.

9) System przeznaczony jest dla instalacji OZE wykorzystujących biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych, dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW. W zależności od mocy zainstalowanej wsparcie będzie udzielane w formie:

   a) taryfy gwarantowanej w ramach istniejącego systemu FIT (o mocy mniejszej niż 500 kW),
   b) dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej, w ramach istniejącego systemu FIP (o mocy nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW),
   c) systemu aukcyjnego (dla większych instalacji OZE).

Ze względu na specyfikę technologii wiatrowej i fotowoltaiki brak jest technicznego uzasadnienia dla przeprowadzania modernizacji (potrzeba modernizacji instalacji zwykle oznacza konieczność kompleksowej wymiany wszystkich jej elementów) – powinny one być wyłączone z instrumentu wsparcia modernizacji i traktowane jako nowe instalacje.

W celu odzwierciedlenia wysiłku inwestycyjnego i jego wpływu na dalsze funkcjonowanie instalacji OZE zostały wyodrębnione dwie kategorie inwestycji modernizacyjnych:
1) modernizacja – o nakładach inwestycyjnych nie mniejszych niż 25% i nie większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE;
2) modernizacja – o nakładach inwestycyjnych większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE.

| **Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych nakładów modernizacji (w odniesieniu do kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE)** | | |
|---|---|---|
| **Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych** | **Okres wsparcia** | **Wysokość wsparcia** |
| Nie mniejszy niż 25% – nie większy niż 33% | 5 lat | Pełna cena sprzedaży lub stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2). |
| Większy niż 33% – nie większy niż 40% | 6 lat | |
| Większy niż 40% – nie większy niż 50% | 7 lat | |
| Większy niż 50% – nie większy niż 100% | 15 lat | Poziom wsparcia obliczony jako iloczyn udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji większym niż 9,5 i nie większym niż 1 oraz ceny referencyjnej (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2) albo ceny z oferty aukcyjnej. |

**V. System wsparcia operacyjnego umożliwiający pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia**

W celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla elektrowni wodnych, biomasowych, biogazowych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii, które po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia lub prawa do korzystania z systemu FiT/FiP lub systemu aukcyjnego), są utrzymane w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, jest niezbędne ustanowienie nowego, dedykowanego tym instalacjom systemu wsparcia operacyjnego, zapewniającego rentowność produkcji energii, przez pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej (premia).

Założenia systemu wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego okresu wsparcia:
1) wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);
2) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);
3) poziom wsparcia jest określany dla elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. W przypadku instalacji

większych niż 1 MW w wsparcie przysługuje również dedykowanym instalacjom spalania wielopaliwowego, układom hybrydowym oraz instalacjom termicznego przekształcania odpadów.

Z przeprowadzonych kalkulacji ekonomicznych wynika, że technologie te, po zakończeniu okresu amortyzacji instalacji, nadal mogą wymagać wsparcia przeznaczonego na pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Wysokie koszty wiążą się z koniecznością, w zależności od technologii, zakupu substratu, paliwa czy uiszczenia wysokich opłat i kosztów związanych z użytkowaniem stopnia wodnego.

Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW

System wsparcia operacyjnego ma w założeniu wspierać wytwórców w sposób analogiczny do systemów istniejących, a także do systemu wsparcia modernizacji. Dlatego też dla instalacji o mocy nie większej niż 1 MW wsparcie będzie udzielane na zasadzie dopłat do ceny rynkowej.

Cechy operacyjnego systemu wsparcia na zasadzie dopłat do ceny rynkowej:

1) wsparcie może być udzielane na 10 lat; wysokość wsparcia – inaczej niż w systemach FIT, FIP i aukcyjnym dla instalacji nowych oraz zmodernizowanych – nie jest gwarantowana dla całego okresu na poziomie, przy którym instalacja wchodzi do systemu. Wsparcie zależy bowiem od ceny energii na rynku, a cena referencyjna może być zmieniana raz w roku po analizie kosztów wykonywanej odrębnie dla technologii oraz przedziałów mocowych. Ze względu na obowiązek przeprowadzenia analizy i możliwość zmiany ceny referencyjnej nie jest ona waloryzowana o wskaźnik inflacji;
2) faktyczna i zindywidualizowana różnica między poziomem kosztów a ceną rynkową energii dla konkretnej instalacji nie jest weryfikowana;
3) minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 30 września każdego roku, referencyjną cenę operacyjną w złotych za 1 MWh, odrębnie dla instalacji OZE, w których stosuje się poszczególne rodzaje odnawialnych źródeł energii oraz w przedziałach mocy, po wcześniejszej analizie kosztów operacyjnych dla poszczególnych typów instalacji, ceny rynkowej i relacji wzajemnej tych parametrów;
4) przy określaniu wartości ceny referencyjnej minister właściwy do spraw klimatu bierze pod uwagę koszty operacyjne wytwarzania energii elektrycznej z OZE w poszczególnych technologiach objętych systemem wsparcia.

Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW

Z art. 4 ust. 4 RED II wynika obowiązek udzielania wsparcia w drodze konkurencyjnej procedury aukcyjnej. RED II przewiduje odstępstwo od tego obowiązku jedynie w odniesieniu do małych instalacji i projektów demonstracyjnych. Dlatego wsparcie dla tych instalacji przewiduje odrębne aukcje na wsparcie operacyjne. Podobnie jak w istniejącym systemie aukcyjnym, aukcje na wsparcie operacyjne będą przeprowadzane dla koszyków technologicznych uwzględniających instalacje OZE wykorzystujące biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę, dedykowane instalacje spalania biomasy, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Wytwórcy przez wygraną w aukcji na wsparcie operacyjne ustalają poziom wsparcia na kolejny rok kalendarzowy. Przyznanie wsparcia w kolejnym roku wiąże się z udziałem w kolejnej aukcji na wsparcie operacyjne.

Pomoc publiczna

Wsparcie przewidziane w ramach każdego z dwóch powyższych mechanizmów (modernizacji oraz wsparcia operacyjnego) stanowi pomoc publiczną, podlega więc notyfikacji i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności tej pomocy określonymi w przepisach unijnych i nie będzie mogło być udzielone przed udzieleniem formalnej zgody.

## VI. Hybrydowe instalacje OZE

Zaproponowane zmiany definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii w art. 2 pkt 11a ustawy OZE są efektem uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych.

Analiza i koncepcja dotycząca hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii były szeroko konsultowane z branżą OZE oraz krajowym operatorem przesyłu energii – PSE i spółkami zajmującymi się dystrybucją energii – OSD w lutym i marcu 2021 r. Efektem tych konsultacji jest zaproponowana zmiana definicji oparta na poniższych elementach:

1) stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w ciągu roku stanowi stosunek 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej do 1MW mocy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, wytwarzający energię elektryczną w tych urządzeniach wyłącznie z odnawialnych źródeł energii;
2) urządzenia różnią się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej;
3) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu;
4) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci;

5) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii odnawialnej pobranej z sieci i potwierdzonej gwarancją pochodzenia.

Co istotne, instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok. Hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie musiała również spełniać wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.

Podniesienie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej do poziomu wyższego niż 5256 MWh/MW/rok, co odpowiada minimum 60% czasu w ciągu roku wykorzystania tej mocy, zapewni skokowe zwiększenie efektywności wykorzystania przez źródła OZE obecnych możliwości przesyłowych sieci OSD. Dzięki temu zostaną wygenerowane znaczące (wielomiliardowe) oszczędności w obszarze rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Badania przeprowadzono na przykładowej instalacji połączonych ze sobą jednostek wytwórczych (instalacji fotowoltaicznej o mocy 8 MW i farmy wiatrowej o mocy 2MW) pozwalającej osiągnąć poziom co najmniej o wartości 5256 MWh/MW/rok, to jest 60% czasu w okresie całego roku.

Wprowadzenie obowiązku posiadania przez hybrydową instalację odnawialnego źródła energii magazynu energii zagwarantuje istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci dystrybucyjnej i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. Pozwoli to też na łatwiejsze bilansowanie energii wytworzonej w tym zespole.

Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii, w efekcie czego należy się spodziewać wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.

Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła przewiduje się urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.

Proponowane rozwiązanie nie determinuje charakteru i technologii zastosowanego magazynu energii, ani technologii instalacji OZE. Daje to możliwość inwestorom elastycznego podejścia i swobodnego kształtowania konfiguracji instalacji hybrydowej w oparciu o własne założenia. Niemniej jednak, magazyn energii pozostaje jedynym rozwiązaniem stabilizującym OZE. W tym zakresie jest istotne wykorzystanie magazynu energii, jako jedynej dostępnej dzisiaj technologii, która zapewnia wprowadzenie energii elektrycznej do sieci w momencie braku generacji przez PV i elektrownię wiatrową. Wraz z rosnącą rolą źródeł wiatrowych i słonecznych w KSE są konieczne działania na rzecz stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Obowiązkowe wykorzystanie magazynu w hybrydowej instalacji OZE jest działaniem w tym kierunku. Pozwala na zdecydowaną stabilizację i spłaszczenie konturu mocy oddawanej przez instalacje OZE do sieci OSD oraz znaczne zmniejszenie oddziaływań harmonicznych na ich otoczenie.

Wpisanie obowiązku włączenia magazynu energii do definicji instalacji hybrydowej będzie silnym bodźcem rozwoju dla rynku magazynów energii, które dotąd nie mają dedykowanej regulacji i systemu wsparcia, pozwalających na większy udział w KSE. Energia zgromadzona w magazynie ma pozwolić zaspokoić potrzeby operatora sieci w momentach, kiedy moc ze źródeł odnawialnych będzie na tyle niska, że będzie jej brakowało w krótkich okresach czasu. Duża dynamika pracy magazynu energii pozwoli na szybkie dostarczenie brakującej mocy i pomoże skutecznie opanować trudną sytuację z rozpływami mocy w sieci. Magazyn energii nie tylko może służyć do interwencyjnych działań na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci operatorskiej, ale może brać udział również w innych działaniach sieciowych, np. do regulacji mocy biernej.

Wprowadzenie proponowanych przepisów nie będzie miało wpływu na ceny energii dla odbiorców końcowych. Dopiero po pozytywnej ocenie tych rozwiązań przez Komisję Europejską, będą przygotowane rozporządzenia wykonawcze wskazujące poziom ceny referencyjnej oraz oczekiwany wolumen, będący przedmiotem aukcji, i dopiero wtedy będzie można poznać ich wpływ na ceny energii. Konieczne jest jednak podkreślenie, że dzisiaj jedną z największych barier dla rozwoju OZE jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych. Potrzebne są działania umożliwiające współkorzystanie z przyłącza przez różne technologie, przy zwiększeniu stopnia wykorzystania tego przyłącza i dyspozycyjności wprowadzanej mocy. Temu ma służyć hybrydowa instalacja OZE.

**VII. Pozostałe regulacje**

**Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE**

Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego

Proponuje się zmianę przepisów ustawy OZE umożliwiającą ww. wytwórcy wybór sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda). W opinii resortu klimatu propozycja będzie korzystna dla wytwórców, przyczyniając się jednocześnie do profesjonalizacji podmiotów OZE uczestniczących w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie

W opinii resortu klimatu zmienna „Cs" występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł za MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2.

Jednocześnie podkreśla się, że do obliczania kary jest konieczne uwzględnienie waloryzacji występującej we wzorze ceny zakupu energii elektrycznej średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeżeli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna zasada powinna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej – zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.

Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.

Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców

Zgodnie z art. 83 ust. 3c ustawy OZE instalacja OZE, dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dopiero po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.

W przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym powyższa sankcja może być zbyt surowa. W przypadkach jak powyższe, wytwórcy, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki do tego, aby otrzymywać wsparcie OZE, poza zachowaniem terminu sprzedaży po raz pierwszy, określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, bez swojej winy, zostaliby pozbawieni wsparcia OZE na co najmniej 3 lata. W związku tym, proponuje się wprowadzenie przepisu, który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym.

Dla przypadku naruszenia terminu określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub terminu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, z przyczyn ekstraordynaryjnych i niezawinionych przez wytwórcę, tj. w szczególności w sytuacji awarii instalacji, awarii przyłącza lub linii kablowych, przy jednoczesnym bezwzględnym spełnieniu wszystkich warunków formalnych do rozpoczęcia korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia OZE lub systemu FiT/FiP, w postaci uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego oraz wykazania pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej potwierdzonego przez OSD przed upływem tego terminu, proponuje się wprowadzenie możliwości zakwalifikowania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenia (w przypadku systemu FiT/FiP) po ustaniu skutków ww. niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym, przy czym za datę rozpoczęcia okresu wsparcia należałoby przyjąć datę uzyskania koncesji, wpisu do rejestru MIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego.

Spółdzielnie energetyczne

W zakresie spółdzielni energetycznych, zmiana art. 2 pkt 33a ma na celu doprecyzowanie, że przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej może być wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Aktualne brzmienie przepisów nie odnosi się do obrotu i magazynowania energii, co jest podstawą wątpliwości wyrażanych w doktrynie i praktyce funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

W art. 38c ust. 1a zaproponowano zredefiniowanie pojęcia członka spółdzielni energetycznej na potrzeby mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Aktualnie za członka spółdzielni energetycznej, w myśl art. 38c ust. 1a, uważa się podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Z uwagi na fakt rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii jest konieczne rozszerzenie tego pojęcia.

Konsekwencją zaproponowanej zmiany definicyjnej w art. 2 pkt 33a oraz art. 38c ust. 1a jest także propozycja modyfikacji określenia obszaru działania spółdzielni energetycznej. W myśl projektowanej regulacji obszar ten będzie wyznaczany, na zasadzie alternatywy łącznej, w oparciu o trzy kryteria lokalizacyjne. Obszar działania spółdzielni energetycznej będzie ustalany na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną punktów poboru energii wytwórców i odbiorców energii elektrycznej, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej wytwórców i odbiorców ciepła, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu ze źródeł odnawialnych.

Proponowana w art. 38c ust. 8 zmiana ma charakter techniczny i doprecyzowujący. Uszczegóławia, że okresem rozliczeniowym wobec energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest miesiąc kalendarzowy.

Proponowane uchylenie art. 38d i dodanie art. 38da doprecyzowuje problematykę zawierania umów kompleksowych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze którego zamierza rozpocząć działanie lub działa spółdzielnia energetyczna, oraz nakłada na OSD obowiązki wobec spółdzielni energetycznej i jej członków.

Projektowane uchylenie zawartego w art. 38e w ust. 1 pkt 2 ograniczenia dotyczącego liczby członków odwołuje się do istoty spółdzielni jako podmiotu będącego dobrowolnym zrzeszeniem nieograniczonej liczby osób. Choć funkcjonujące w Polsce społeczności energetyczne nie wykazują, aby bariera ta miała charakter nadrzędny, to doświadczenia innych państw członkowskich pozwalają przyjąć, że zniesienie tego limitu może przyczynić się pozytywnie do rozwoju energetyki rozproszonej.

Proponowana zmiana w art. 38e ust. 2 doprecyzowuje przepis, zgodnie z którym łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków.

W proponowanym art. 38m doprecyzowano przepis, zgodnie z którym spółdzielnia energetyczna z dniem zamieszczenia danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznej jest zobowiązana do prowadzenia wymaganej dokumentacji oraz przekazywania sprawozdań rocznych do Dyrektora Generalnego KOWR.

Proponowana zmiana art. 38l uzupełnia przepis umożliwiający Dyrektorowi Generalnemu KOWR, przed wydaniem decyzji o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej, wezwanie i wyznaczenie spółdzielni energetycznej terminu do usunięcia naruszeń. Jednocześnie wskazano, że wydana decyzja o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej podlega natychmiastowemu wykonaniu, a Dyrektor Generalny KOWR przekazuje tą decyzję, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.

Zmiana art. 40, przez dodanie ust. 1ac, określa jednoznacznie sposób realizacji obowiązku rozliczenia sprzedawcy zobowiązanego w rozumieniu art. 40 ust. 1 w przypadku spółdzielni energetycznej. Proponuje się, aby było to dokonywane na podstawie umowy kompleksowej zawieranej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej oraz spółdzielnią energetyczną, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków. Zmiana ta koresponduje z uchyleniem art. 38d i dodaniem art. 38da i zapewnia spójność przepisów.

<u>Prosument lokatorski</u>

W zakresie prosumenta lokatorskiego, wprowadzenie fakultatywnej opcji zmiany wynagrodzenia za energię dla prosumenta energii odnawialnej produkującego energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (tzw. prosument lokatorski) jest drobną i prostą zmianą w przepisach dotyczących prosumenta energii odnawialnej (prosumenta indywidualnego), która dedykowana będzie jedynie prosumentom energii odnawialnej wytwarzającym energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Polega ona na możliwości zmiany formy wynagrodzenia za energię. Jeżeli prosumentem energii odnawialnej będzie prosument indywidualny, który wytwarza energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego, będzie miał on opcję

zmiany formy wynagrodzenia z obniżenia rachunku za energię elektryczną za pomocą konta prosumenckiego na wypłatę wartości energii na wskazany przez siebie rachunek bankowy. Środki depozytu prosumenckiego przeznacza się wyłącznie na rozliczenie zobowiązań prosumenta energii odnawialnej z tytułu zakupu energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej. W przypadku prosumenta lokatorskiego możliwe będzie jedynie wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji, a więc instalacji o mocy nie większej niż 50 kW.

**Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej**

Zwiększenie wolumenu mocy zakontraktowanej w aukcjach 2025–2031 w morskich farmach wiatrowych.

Zgodnie z założeniami maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w:
1) 2025 r. – 4 GW;
2) 2027 r. – 4 GW;
3) 2029 r. – 2 GW;
4) 2031 r. – 2 GW.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

**I. Wykorzystanie biogazu/biometanu w Unii Europejskiej**

Wykorzystanie biogazu/biometanu w krajach UE wzrosło w ostatnich latach do poziomu ok. 2,5 mln ktoe, podczas gdy jeszcze w 2009 r. było na poziomie ok. 1,06 mln ktoe.

Tabela 1: Zużycia biogazu/biometanu w krajach Unii Europejskiej (UE) w latach 2014–2018.

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| Zużycie biogazu ogółem – kraje UE [ktoe] | 2 197 | 2 327 | 2 497 | 2 573 | 2 513 |
| Dynamika r/r [%] | | 5,9% | 7,3% | 3,1% | -2,3% |

*Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych ARE.*

Jednak aktualnie nadal większość biogazu, nawet po oczyszczeniu do jakości biometanu oraz zatłoczeniu do sieci gazowej, trafia do sektora elektroenergetyki (2018 r. – 93,9%). W poszczególnych krajach UE istnieją duże różnice w zakresie rozwoju i wykorzystania biogazu i biometanu, co jest przede wszystkim wynikiem zastosowania zróżnicowanych krajowych strategii oraz, co szczególnie istotne w przypadku biometanu, struktury funkcjonującej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego.

Liderem produkcji biometanu w Unii Europejskiej jest Francja, na terenie której znajduje się 337 spośród wszystkich unijnych 1007 instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (Annual Statistical Report of the European Biogas Association, 2020), z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Pozostali liderzy to: Niemcy (242), Wielka Brytania (98) i Szwecja (71).

Jeżeli chodzi o wykorzystanie biogazu lub biometanu do celów transportowych, to wynosi ono obecnie w UE zaledwie 6,1% zużycia biogazu/biometanu ogółem, ponieważ jak wskazano powyżej, paliwo to jest wykorzystywane przede wszystkim w elektroenergetyce. Liderami w zakresie wykorzystania do celów transportowych są: Szwecja (113 mln $m^3$), Niemcy (35 mln $m^3$) i Norwegia (10 mln $m^3$). Natomiast największy europejski rynek konsumpcji gazu ziemnego CNG – Włochy (1,4 mld $m^3$ CNG rocznie wykorzystywanego do napędu ok. 972 tys. aut, źródło: https://www.eafo.eu/countries/italy/1739/summary) systematycznie rozwijają potencjał tego sektora wykorzystując do tego celu program pomocowy nr SA.48424 (2017/N) – Italy – Support scheme for the production and distribution of advanced biomethane and other advanced biofuels for use in the transport sector (decyzja KE z dnia 1 marca 2018 r.).

W Szwecji aż 80,3% biogazu (tj. 118,47 ktoe w 2018 r.) jest zużywane w transporcie, co stanowi ok. 10% wartości całego celu OZE w transporcie. Odnawialne paliwo gazowe jest wykorzystywanego przede wszystkim w transporcie zbiorowym, tj. komunikacji miejskiej. Model szwedzki bazuje na bezpośrednim wykorzystaniu biogazu, z którego korzysta ponad trzydzieści szwedzkich miast (http://scandinavianbiogas.com/en/about-biogas/) napędzając autobusy miejskie i pojazdy komunalne biogazem, bez konieczności zatłaczania go do sieci dystrybucyjnych, często wykorzystując do tego celu specjalnie przygotowane gazociągi łączące instalacje wytwarzania biogazu ze stacjami tankowania ulokowanymi na terenie zakładów taboru miejskiego. Natomiast w Niemczech, będących największym producentem europejskiego biogazu (53,6% udział w europejskiej konsumpcji biogazu ogółem), na cele transportu jest wykorzystywane zaledwie 2,5% biogazu zużytego w tym kraju.

Jednocześnie, z uwagi na postęp głównie w odniesieniu do metod oczyszczania i spadku kosztów z tym związanych, coraz częściej w UE jest rozważane zatłaczanie biometanu do sieci, jak też wykorzystanie tego paliwa na cele transportowe. Sprzyjać takiemu podejściu będą w kolejnych latach przede wszystkim przepisy dyrektywy RED II, które wprowadzają ograniczenie ilościowe dla paliw z biomasy wytwarzanych z roślin spożywczych i pastewnych oraz wymóg uzyskania

minimalnego poziomu biopaliw i biogazu (biometanu) wytworzonego z surowców wskazanych w części A załącznika IX do dyrektywy RED II.

Wykorzystanie biometanu do napędu pojazdów samochodowych

Projekt ustawy zakłada wprowadzenie formalnych procedur umożliwiających wytwarzanie biometanu, który może być wykorzystywany bezpośrednio do napędu silników spalinowych dostosowanych do tego rodzaju paliwa. Stosowanie zarówno CNG i LNG, jak również bioCNG i bioLNG wciąż ma duże perspektywy w UE, choć rozwój tego sektora jest ograniczony z uwagi na dostępność pojazdów dostosowanych do tego paliwa gazowego.

Na terenie UE liczba użytkowanych pojazdów CNG jest wciąż stosunkowo niewielka (www.eafo.eu), wynosi zaledwie ok. 1,197 mln aut osobowych na 269,060 mln wszystkich pojazdów osobowych. W 2019 r. w całej UE zarejestrowano 90 tys.[1] pojazdów CNG (https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html), w tym 70 tys. samochodów osobowych, spośród których we Włoszech zarejestrowano aż 55%, w Niemczech – ok. 11% i po ok. 8% w Hiszpanii i Szwecji.

Programy pomocowe

W krajach UE rozwój sektora biogazu/biometanu jest stymulowany dzięki aktywnemu zaangażowaniu instrumentów pomocy państwa, udzielanych w oparciu o postanowienia komunikatu Komisji Europejskiej – „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020". Ponieważ ww. wytyczne określają jedynie ogólne zasady ustalania wysokości pomocy w sektorze biogazu lub biometanu, państwa członkowskie mogą zatem stosować różnego rodzaju mechanizmy wsparcia, w ramach których kształtują wartość uzyskiwanej pomocy w granicach wynikających z ww. postanowień. Tym samym w Europie ukształtowało się kilka modelowych rozwiązań w tym zakresie, które łączy konieczność spełnienia przesłanek zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym, określonych w wytycznych ogólnie dla każdej pomocy na wspieranie energii z OZE.

Najpopularniejszym z mechanizmów wsparcia jest udzielanie pomocy operacyjnej dla wytwarzania biometanu przede wszystkim w formie taryfy lub premii gwarantowanej, natomiast rzadziej w oparciu o zachęty podatkowe (np. system ulg akcyzowych obowiązujący w Szwecji). Poziom wsparcia jest również zróżnicowany i kształtuje się od kilkunastu do ponad 100 Euro/MWh.

W niektórych modelach wsparcia największy poziom pomocy uzyskuje się w przypadku wykorzystania do produkcji biometanu surowców określonych w części A załącznika IX do dyrektywy RED II. Przykładem takiego rozwiązania może być włoski system wsparcia biometanu, realizowany na podstawie ww. decyzji KE nr SA.48424 (2017/N), który jest w całości skierowany do sektora transportu. W ramach tego program pomocowego wytwórca biometanu może otrzymać stałą premię (niezależnie od ceny sprzedanego na rynku gazu) w wartości 375 euro za każde 5Gcal wytworzonej energii w przypadku biometanu z surowców określonych w części A zał. IX do dyrektywy RED II. W przypadku wykorzystania surowców spoza ww. załącznika – ta sama premia przysługuje w przypadku wprowadzenia do sieci biometanu o wartości 10Gcal (zatem jest o połowę mniejsza).

W niektórych krajach występuje więcej niż jeden model wsparcia, które mogą się wzajemnie uzupełniać, jednak najczęściej są zróżnicowane w zależności od końcowego zastosowania biometanu. Przykładem systemowego podejścia do kwestii pomocowych mogą być rozwiązania przyjęte w Danii, która notyfikowała dwa programy pomocowe (cz. A i cz. B) w latach 2013–2015. Pierwszy program pomocowy przyjęty na podstawie decyzji Komisji z dnia 14 listopada 2013 r., nr SA.35485 (2012/N) – Denmark – Aid for all forms of biogas use – A, obejmował m.in. wsparcie na uzdatnianie biogazu do parametrów odpowiadających biometanowni. Łączny budżet wsparcia na lata 2013–2020 wynosi 400 mln DKK i pochodzi w części z opłat ponoszonych przez odbiorców gazu i energii. Pomoc jest wypłacana przez duńskiego operatora systemu przesyłowego natomiast beneficjentami pomocy mogą być wyłącznie małe i średnie przedsiębiorstwa.
Drugi program pomocowy zatwierdzony decyzją Komisji z dnia 16 grudnia 2015 r. nr SA.36659 (2013/N) – Denmark – Aid for all forms of biogas use – B wprowadza już trzy dodatkowe instrumenty wsparcia biogazu, tj. (1) wsparcie biogazu wykorzystywanego w przemyśle dla celów procesowych, (2) wsparcie biogazu wykorzystywanego dla celów energetycznych innych niż objętych programem omówionym powyżej, tj. ciepłownictwa, chłodzenia i produkcji oraz (3) wsparcie biogazu wykorzystywanego dla celów transportowych udzielane na rzecz sprzedawców detalicznych paliw i wytwórców sprzedających bezpośrednio do użytkowników końcowych zużywających biogaz w transporcie.

Programy pomocowe różnią się również jeżeli chodzi o okres udzielanego wsparcia przedsiębiorcom przystępującym do systemu, który jednak zawiera się zazwyczaj między 15 a 20 lat.

**II. Klastry energii**

Klastry energii wpisują się w ogólną zasadę zwiększania roli lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie, zawartą w unijnym pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków". W Opinii Europejskiego Komitetu Regionów „Modele lokalnej kontroli nad energetyką i rola lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie" (2019/C 86/05) zawarto, że „lokalne wspólnoty energetyczne mogą odgrywać istotną rolę w przemianach energetycznych i sprzyjać rozwojowi zrównoważonych technologii

[1] https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html

energetycznych korzystnych dla społeczności lokalnych i dla UE jako całości". W Unii Europejskiej w zakresie społeczności energetycznych dominują rozwiązania będące wynikiem bezpośredniego wdrożenia dyrektywy RED II oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Proponują one następujące rozwiązania dla wspólnot energetycznych:

1) społeczność energetyczną działającą w zakresie energii odnawialnej (REC – Renewable Energy Community);
2) obywatelską społeczność energetyczną (CEC – Citizens Energy Community);
3) zbiorowego prosumenta energii elektrycznej (CSC – Collective Self-Consumer).

Przyjęte rozwiązania w krajach członkowskich zasadzają się na znacznej dowolności zrzeszania się członków takich społeczności, akcentują jednak zasadę stworzenia nowego podmiotu posiadającego osobowość prawną, czego nie zakładają nowelizowane przepisy ustawy OZE (np. art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944: „obywatelska społeczność energetyczna oznacza osobę prawną (…)").

Klastry energii w ujęciu polskiego prawodawstwa nie mają bezpośredniego odpowiednika w krajach Unii Europejskiej, wpisują się jednak w nakreślony kierunek transformacji energetycznej i nadanie większej roli dobrowolnym, demokratycznym inicjatywom energetycznym łączącym różne podmioty, w tym samorząd, przedsiębiorców, jednostki badawcze czy obywateli w zarządzanie energią na poziomie lokalnej społeczności.

Polskie podejście regulacyjne do klastrów energii jest całkowicie innowacyjne, ponieważ zakłada tworzenie zachęt do współpracy między odrębnymi podmiotami zainteresowanymi w prowadzeniu oraz uczestniczeniu w działalności energetycznej. Oczekiwane korzyści mają mieć wymiar sieciowy (elastyczność) i lokalny.

Grecja:

Wspólnoty energetyczne zostały wprowadzone do greckiego prawa w 2018 r. ustawą 4513/2018 o wspólnotach energetycznych. Głównym celem wspólnot energetycznych jest zaadresowanie problemu ubóstwa energetycznego oraz promowanie wartości ekonomii społecznej i innowacyjnych rozwiązań energetycznych, a także produkcja, dystrybucja i wymiana energii z odnawialnych źródeł energii, w skali lokalnej lub regionalnej.

Ustawa wprowadziła nowy rodzaj spółdzielni cywilnej, która odbiega od innych, w pełni otwartych spółdzielni w kwestii ograniczeń członkostwa. Członkami wspólnoty energetycznej mogą być:

1) osoby fizyczne posiadające pełną zdolność do czynności prawnych;
2) osoby prawne prawa publicznego lub podmioty prywatne;
3) jednostki samorządu terytorialnego.

Co najmniej 50% +1 z członków musi znajdować się w regionie, w którym wspólnota ma swoją siedzibę. Z zachęt finansowych przewidzianych dla wspólnot energetycznych w Grecji należy wymienić zniesienie opłaty za koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej czy ograniczenie opłaty za przystąpienie do aukcji w ramach systemu wsparcia OZE.

Holandia:

Holenderskie przepisy od 2015 r. określają spółdzielnie i stowarzyszenia energetyczne jako główne formy zbiorowych działań energetycznych. Spółdzielnie energetyczne mają przez ograniczony czas możliwość uczestnictwa w „piaskownicy regulacyjnej", która pozwala na przetestowanie rozwiązań w zakresie ułatwień związanych z dystrybucją, taryfami, wytwarzaniem energii elektrycznej, wymaganiami dotyczącymi urządzeń pomiarowych, dostawami, inteligentnymi sieciami i zarządzaniem danymi.

Model biznesowy spółdzielni energetycznych obejmuje wspólne inwestycje w projekty OZE, roczne bilansowanie z własnej lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej, agregację dostępnej mocy oferowanej na rynku energii (wymagane 1 MW dla udziału) i inne potencjalne usługi energetyczne. Inicjatywa organizowania spółdzielni i stowarzyszeń energetycznych pochodzi głównie od obywateli lub gmin.

Włochy:

W 2020 r. (ustawa nr 8/2020) Włochy wprowadziły tymczasowo dwa modele zbiorowych działań w zakresie energii odnawialnej do czasu pełnego wdrożenia dyrektywy RED II:

1) prosumenta zbiorowego;
2) społeczność energii odnawialnej.

Model zbiorowych prosumentów koncentruje się na wspólnotach mieszkaniowych, tj. osobach fizycznych lub przedsiębiorcach, którzy znajdują się w tym samym budynku i dla których wytwarzanie i wymiana energii nie jest podstawową działalnością. Inicjatywa ma na celu włączenie w transformację energetyczną mieszkańców o niskich dochodach i zagrożonych ubóstwem energetycznym.

Społeczności związane z energią odnawialną obejmują osoby fizyczne, małe i średnie przedsiębiorstwa, władze lokalne/regionalne oraz przedsiębiorców. Źródła wytwórcze (do 200 kW) muszą być zlokalizowane w sieci niskiego lub

średniego napięcia w obrębie tej samej stacji transformatorowej. Głównym celem społeczności zajmującej się energią odnawialną jest zapewnienie swoim członkom/obszarowi lokalnemu korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych, a nie jakichkolwiek zysków finansowych. Społeczność taka może prowadzić działalność agregacyjną i działać jako dostawca usług bilansujących. Modele te oferują swoim konsumentom usługi oparte na monitorowaniu i zarządzaniu energią.

Irlandia:

Większość społecznych inicjatyw energetycznych w Irlandii zapewnia mieszkańcom i społecznościom usługi w zakresie efektywności energetycznej lub oszczędności energii. Łącznie doprowadziło to do powstania 310 społeczności w całej Irlandii. Ramy wspierające dla tych inicjatyw opracował Irlandzki Urząd ds. Zrównoważonej Energii (SEAI).

SEAI zarządza Programem Wspólnoty Zrównoważonej Energii (SEC), który opiera się na „białej księdze energetycznej" (Energy white paper). Określa ona działania rządowe dla zwiększenia zaangażowania i umożliwienia obywatelom i społecznościom realizacji projektów energetycznych. W tym celu program SEC zapewnia społecznościom wsparcie techniczne (rozwijanie umiejętności i wiedzy w zakresie zarządzania energią) i finansowe.

SEC to partnerstwo między sektorem publicznym, prywatnym i samorządowym dla zwiększenia energooszczędności oraz wykorzystania energii odnawialnej i inteligentnych rozwiązań energetycznych. Poza odniesieniem się do pewnych wspólnych cech społeczności energetycznych (m.in. zdefiniowany obszar, równowaga między projektami dotyczącymi wytwarzania i oszczędności energii, jasna struktura organizacyjna) definicja nie ogranicza koncepcji do żadnej formy organizacyjnej, nie narzuca wymogów geograficznych ani kryteriów zarządzania i uczestnictwa.

W 2019 r. SEAI wspierało 57 projektów, na które zainwestowano 25,3 mln euro. Projekty są oceniane na podstawie ich cech (możliwość realizacji, innowacyjność, różnorodność rozwiązań), z których najbardziej decydującym jest stopień, w jakim projekt przynosi korzyści społeczne. Oprócz mechanizmu dotacji SEAI, SEC może również ubiegać się o wsparcie w programie Better Energy Communities (BEC) – konkurencyjnym krajowym programie dotacji kapitałowych mającym na celu podniesienie standardów efektywności energetycznej.

**III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**

Kwestie dotyczące kształtowania polityki w obszarze OZE, w tym sposobu realizacji celu w zakresie udziału energii z OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia, a także zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego leżą we właściwości poszczególnych państw członkowskich OECD i UE. Obowiązująca do dnia 30 czerwca 2021 r. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 15.06.2009, str. 16) nie przewidywała wiążących celów w tym zakresie dla państw członkowskich UE, jak również nie przewidywała szeregu innych rozwiązań, określonych w art. 19, 23 i 24 dyrektywy 2018/2001 dotyczących sektora ogrzewania. Biorąc pod uwagę, że termin wdrożenia nowych rozwiązań to dzień 1 lipca 2021 r., również w innych krajach trwa obecnie opracowywanie rozwiązań wdrażających, brak zatem obowiązujących rozwiązań z innych krajów, które można poddać analizie. W związku z powyższym, nie ma możliwości zweryfikowania oraz porównania sposobu implementacji nowych przepisów z rozwiązaniami przyjętymi w innych państwach członkowskich. Dodatkowo należy podkreślić, że duża różnorodność stosowanych w państwach członkowskich rozwiązań w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców końcowych powoduje, iż ich szczegółowe wskazywanie oraz porównanie w niniejszym dokumencie nie wydaje się zasadne i w związku z tym nie jest rekomendowane.

Analizując jednakże występujące w tym obszarze rozwiązania, należy podkreślić, iż zasady funkcjonowania sektora ogrzewania i chłodzenia (a także wzajemne relacje między ogrzewaniem i chłodzeniem w kategoriach wolumenu wykorzystywanej energii) są uzależnione od indywidualnych czynników takich, jak: położenie geograficzne danego państwa członkowskiego rzutujące na panujące warunki klimatyczne (rozwinięte ciepłownictwo systemowe w krajach północno – wschodniej Europy, takich jak państwa bałtyckie i Polska i praktycznie nieistniejące w Europie Południowej), dostępne surowce energetyczne (odnawialne i nieodnawialne), uwarunkowania polityczne, aspekty społeczne i środowiskowe. Argumentuje się, że stosunkowo słabo rozwinięte ciepłownictwo sieciowe w Wielkiej Brytanii czy Irlandii, jest w dużym stopniu efektem zakorzenionej głęboko tradycji wykorzystania indywidualnych źródeł grzewczych przez mieszkańców. W odniesieniu do udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania, tylko kilka państw (Austria, Dania, Francja, Islandia, Norwegia, Szwecja i Szwajcaria) może wykazać ponad 20% udział tego rodzaju źródeł wykorzystywanych bezpośrednio (biomasa, geotermia, odpady).

Kolejnym elementem, który wpływa w sposób istotny na sposób regulacji sektora ciepłownictwa jest kwestia struktury własnościowej aktywów. W Danii, model regulacyjny przewiduje stosowanie zasady non–profit w zakresie ogrzewania publicznego. W efekcie zarządzanie siecią i dostarczanie ciepła jest domeną spółdzielni będących własnością albo samych odbiorców albo władz lokalnych. Nastąpił tam praktyczny rozdział wytwarzania ciepła, opartego na dużych jednostkach wytwórczych oraz dostarczania ciepła do odbiorców końcowych. W Niemczech z kolei, większość przedsiębiorstw działających na rynku ciepła znajduje się w rękach prywatnych. Szwecja natomiast jest przykładem silnej roli sektora publicznego (ponad 2/3 spółek należy do państwa lub władz lokalnych).

**III.2. Gwarancje pochodzenia**

Z ankiety dotyczącej udziału w AIB przeprowadzonej przez Urząd Regulacji Energetyki wśród regulatorów w UE wynika, że przyjęte modele różnią się od siebie. Ankietę wysłano do 27 Regulatorów.

Na ankietę odpowiedziało 17-tu Regulatorów**:** Austria, Cypr, Czechy, Estonia, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Malta, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Szwecja, Wielka Brytania.
Na ankietę nie odpowiedzieli następujący Regulatorzy**:** Belgia, Bułgaria, Chorwacja, Dania, Finlandia, Francja, Irlandia, Litwa, Holandia, Hiszpania.

Z przesłanych ankiet wynika:

1) 4 z 17 organów wydających gwarancje pochodzenia nie są Członkiem AIB (Węgry, Malta, Rumunia, Wielka Brytania);
2) w przypadku dziewięciu państw członkostwo jest uregulowane przepisami prawa krajowego, w przypadku czterech natomiast (Portugalii, Włoch, Estonii, Niemiec) członkostwo nie wynika z przepisów prawa;
3) członkostwo w AIB w przypadku 3 krajów jest finansowane ze środków publicznych (Cypr, Estonia, Szwecja).

Sposób finansowania członkostwa w AIB pozostałych 10 krajach, które odpowiedziały na ankietę (Austria, Czechy, Niemcy, Grecja, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Portugalia, Słowacja i Słowenia), kształtuje się następująco:

1) Austria, Grecja, Łotwa, Słowenia – przez wytwórców energii z odnawialnych źródeł;
2) Czechy – z opłat pobieranych od posiadaczy rachunków w OTE, a.s. – czeski operator rynku energii elektrycznej i gazu (wytwórców energii z OZE) - opłaty na podstawie zarządzenia wykonawczego czeskiego Urzędu Regulacji Energetyki – opłata miesięczna za każdy aktywny rachunek, opłata za wydanie każdej gwarancji pochodzenia, opłata za każdą transakcję;
3) Niemcy – korzystanie z rejestru, a także wydawanie, przekazywanie i unieważnianie gwarancji pochodzenia jest odpłatne, na podstawie rozporządzenia Guarantees of Origin and Guarantees of Regional Origin Fees Regulation. Dochody wpływają do budżetu federalnego i są uiszczane z budżetu organu wydającego gwarancje pochodzenia na rzecz AIB;
4) Włochy – w ramach włoskiego rejestru środki finansowe pochodzą głównie z opłat pobieranych od operatorów rynku (producentów energii z OZE, handlowców, dostawców) zaangażowanych w transakcje gwarancjami pochodzenia;
5) Luksemburg – finansowanie z opłat pobieranych przez organ wydający gwarancje od posiadaczy rachunków w rejestrze „urządzeń produkcyjnych" (OZE);
6) Portugalia – z opłat zmiennych, uzależnionych od liczby transakcji związanych z gwarancjami pochodzenia (wydanych, przeniesionych i anulowanych). Gdy opłaty rynkowe nie są wystarczające do pokrycia kosztów, środki są zabezpieczane w taryfie za energię elektryczną;
7) Słowacja – składki członkowskie od wytwórców i dostawców energii elektrycznej na podstawie umowy z organem wydającym gwarancje pochodzenia – OKTE, a.s. od czynności związanych z wystawianiem i korzystaniem z gwarancji pochodzenia.

**III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE**

**Szwecja**

Szwedzki rząd jest w trakcie opracowywania ostatecznej propozycji wdrożenia art. 16 przedmiotowej dyrektywy. Pierwsza propozycja została przesłana do konsultacji społecznych w październiku 2020 r. Zakłada ona, m.in.:

1) powstanie cyfrowego punktu kontaktowego przy Szwedzkiej Agencji Energii. Agencję w realizacji tego zadania wspierać będzie kilka innych instytucji;
2) tylko jeden punkt kontaktowy OZE;
3) zaangażowanie innych organów, które mają w swoich kompetencjach zarządzanie/gromadzenie informacji niezbędnych dla realizowania zadań przez cyfrowy punkt kontaktowy, które będą do niego zgodnie z ustawą przekazywane;
4) finansowanie funkcjonowania punktu zapewnione będzie w ramach budżetu państwa – Szwedzka Agencja Energii uzyskała dodatkowe środki na ten cel w ramach ustawy budżetowej na 2021 r.

**Dania**

1) Przewiduje się, że przepisy dotyczące wdrożenia punktu kontaktowego wejdą w życie pod koniec czerwca 2021 r.
2) Punkt osadzony będzie w istniejącej instytucji, Duńskiej Agencji Energii – agencji podległej duńskiemu Ministerstwu Klimatu, Energii i Dostaw. To tu umocowana będzie osoba odpowiedzialna za wyjaśnianie inwestorom całego procesu i przekierowywanie do innych odpowiednich instytucji.
3) Dania planuje uruchomić stronę internetową, gdzie znajdowałaby się całość informacji i skąd zainteresowane podmioty mogłyby być kierowane do odpowiednich instytucji – np. władz lokalnych. Strona stanowiłaby jednocześnie cyfrową platformę, przez którą będzie można składać odpowiednie wnioski o pozwolenia etc. Strona powstanie w ciągu najbliższych kilku miesięcy. Oznacza to, iż Dania planuje wdrożyć przepisy przez platformę internetową, informacje oraz w razie potrzeby przekierowanie przez punkt kontaktowy DEA do odpowiedniej instytucji. Zadaniem punktu kontaktowego będzie więc udzielanie informacji dot. całości procesu. Natomiast na bardzo szczegółowe pytania nie będzie odpowiadała DEA, ale organy właściwe dla danego procesu.

4) Zapewnienie finansowania KPK OZE będzie się odbywać ze środków publicznych, w ramach budżetu DEA.

**Finlandia**

1) Elektronicznym punktem kontaktowym zarządza jeden organ punktu kontaktowego, którym jest Centrum Rozwoju Gospodarczego, Transportu i Środowiska dla Ostrobotni Południowej (Centrum ELY). Centra ELY należą do wydziału administracyjnego Ministerstwa Gospodarki i Zatrudnienia.
2) Centrum ELY jest również zobowiązane do udzielania wnioskodawcom porad w kwestiach proceduralnych (np. dotyczących wszczęcia sprawy i etap postępowania) oraz udzielenia wnioskodawcom wytycznych dotyczących załatwienia sprawy administracyjnej we współpracy z właściwym organem, za pośrednictwem elektronicznego punktu kontaktowego.
3) W przyszłości wnioskodawca będzie mógł ubiegać się za pośrednictwem jednego elektronicznego punktu kontaktowego o pozwolenia i inne zezwolenia administracyjne wymienione w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, w celu podłączenia instalacji do sieci oraz do zezwoleń administracyjnych wymienionych w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, na przyłączenie instalacji do sieci i na jej eksploatację.
4) Centrum ELY jest zobowiązane do monitorowania terminów realizacji właściwych postępowań określonych w ustawie.

**III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**

Odnośnie do projektowanych zmian przepisów dotyczących zmiany procedur administracyjnych należy zauważyć, że prawne uwarunkowania krajowe w dużej mierze są zdeterminowane przez czynniki historyczne – trudne do przeniesienia na grunt innego państwa. Co więcej, systemy prawne, podział administracyjny kraju, a co za tym idzie podział kompetencji między różne organy, są elementem zdecydowanie specyficznym dla każdego państwa i nie znajdują zastosowania w warunkach odmiennych.

Co więcej, z uwagi na powyższe uwarunkowania, a także różne otoczenie prawne, wnioski płynące z analiz porównawczych w tym zakresie, nie mogłyby być w prosty sposób przeniesione na grunt krajowy. Wobec powyższego, wyniki analiz porównawczych posiadałyby ograniczony potencjał do wykorzystania, stąd ich szczegółowe wskazywanie w tym dokumencie nie jest rekomendowane.

**IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE**
**oraz**
**V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia**

Komisja Europejska w wydanym komunikacie nr C/2022/481 „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią", zwanym dalej „CEEAG", w motywie 122 przewidziała możliwość uznania za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomocy operacyjnej na istniejące instalacje.

Zgodnie ze wspomnianym motywem, w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.

Należy tu zaznaczyć, że obecne wytyczne Komisji weszły w życie z dniem 27 stycznia 2022 r. i dotychczasowe programy wsparcia państw członkowskich były zatwierdzane zgodnie z „Wytycznymi w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020" (2014/C 200/01). Choć poprzednie regulacje w zakresie pomocy operacyjnej odnosiły się wprost do biomasy, to, mając na uwadze zalety środowiskowe energii z OZE oraz pozostawiając Państwom Członkowskim dużą swobodę w kształtowaniu programów wsparcia, Komisja zaakceptowała m.in. wsparcie operacyjne dla hydroelektrowni w Niemczech i biogazowni na Węgrzech i w Niemczech.

W kontekście obowiązującego komunikatu CEEAG należy podkreślić, że kluczowe dla uznania pomocy za spełniającą zasady zgodności jest jej oddziaływanie. Zgodnie z motywem 121 CEEAG „pomoc, która pokrywa koszty związane głównie z eksploatacją, a nie z inwestycją, powinno się stosować tylko w przypadku, gdy państwo członkowskie wykaże, że jej wynikiem są decyzje operacyjne bardziej przyjazne środowisku".

Potrzebę udzielania pomocy finansowej na modernizację i utrzymanie zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia w Unii Europejskiej dostrzegło wiele krajów. Ze względu na szczególnie newralgiczny charakter tego segmentu i konieczność jego promowania ze środków publicznych podobne wsparcie wprowadzono dla przykładu w następujących krajach Unii Europejskiej:

Dania:

W maju 2020 r. Komisja Europejska zaakceptowała program wsparcia dla istniejących i zamortyzowanych instalacji na biomasę. Wsparcie ma pokryć nadwyżkę kosztów wytworzenia energii w takich instalacjach w stosunku do porównywalnych instalacji opartych na spalaniu węgla. Premia będzie obliczana corocznie i nie będzie mogła przekroczyć 0,11 DKK/kWh (ok. 0,068 zł/kWh). Koszty systemu wsparcia, który ma działać do dnia 31 grudnia 2029 r. wyliczono na 4,15 mld DKK (2,55 mld zł). Komisja aprobując przyjęte rozwiązanie oparła się na wytycznych CEEAG, przychylając się

do argumentów strony duńskiej, która podkreślała pozytywny wpływ wsparcia na osiągnięcie poziomu 55% produkcji energii z OZE w 2030 r. i wygaszenia spalania węgla w 2050 r.

Estonia:
W grudniu 2020 r. Komisja Europejska zaakceptowała przedłużenie estońskiego programu wsparcia dla istniejących i planowanych odnawialnych źródeł energii. Wsparcie ma pokryć różnicę między kosztami wytwarzania energii a rynkową ceną energii. W przypadku ujemnej różnicy, wytwórca zwróci odpowiednią kwotę. Ma to zapewnić ekonomiczną stabilność źródeł przy minimalizowaniu kosztów dla systemu.

Wsparcie będzie przyznawane w procedurze neutralnych technologicznie aukcji. Udział w nich będą mogły wziąć także istniejące instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, które planują wymianę jednostek wytwórczych na oparte na odnawialnych źródłach energii. System zatwierdzono na 10 lat przy przewidywanych kosztach w wysokości 450 mln euro (2,06 mld zł).

Komisja w swojej decyzji oparła się na wytycznych CEEAG, uznając że przyjęte rozwiązanie ogranicza do minimum koszty, a jednocześnie chroni wytwórców przed nagłymi zmianami cen na rynku. Dodatkowo, zwrócono uwagę na występowanie efektu zachęty w sytuacji, kiedy cena energii na rynku nie pokrywa kosztów produkcji.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Wytwórcy biometanu z biogazu lub biogazu rolniczego | potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych | Własne | Umożliwienie prowadzenia działalności gospodarczej – określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu. Umożliwienie korzystania z mechanizmów wsparcia określonych w projekcie ustawy |
| Podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy | 19 | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | Rozwój produkcji biometanu umożliwi szersze wykorzystanie tego paliwa do celów transportowych |
| Operatorzy systemu gazowego | Wg stanu na dzień 31.12.2021 r.:<br>– operator systemu przesyłowego gazowego,<br>– 53 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony),<br>– operator systemu magazynowania,<br>– 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | Zwiększenie aktywności inwestorów w obszarze projektów biometanowych skutkujące wzrostem wniosków o udzielenie zgody na przyłączenie biometanowni do sieci gazowej. Uwzględnienie w kosztach prowadzonej działalności kosztów związanych z utrzymaniem instalacji mających na celu zapewnienie integracji wytwórców biometanu z sieciami gazowymi. Dostosowanie funkcjonowania do utworzonego mechanizmu gwarancji pochodzenia dla biometanu |
| Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa | 1 | Własne | Konieczność prowadzenia poszerzonego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o instalacje wytwarzające biometan z biogazu rolniczego. Prowadzenie nadzoru nad przedsiębiorcami zajmującymi się wytwarzaniem biometanu z biogazu rolniczego |
| Klastry energii | 66 certyfikowanych klastrów energii+ 29 inicjatyw | Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii | Możliwość wykorzystania instrumentów wsparcia przewidzianych w przepisach projektowanej ustawy pod warunkiem dokonania wpisu do rejestru klastrów energii oraz spełnienia szczegółowych wymagań określonych w projektowanych przepisach |
| Podmioty posiadające koncesję na obrót lub wytwarzanie ciepła, w tym ciepła w kogeneracji | Ogółem 387 przedsiębiorstw koncesjonowanych | Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020 | Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej zakupu ciepła z OZE, możliwość odłączenia się od nieefektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, możliwość kształtowania taryf dla ciepła wytworzonego w kogeneracji na bazie kosztów zamiast obowiązkowego aktualnie uproszczonego sposobu kształtowania taryf dla ciepła |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Podmioty wytwarzające ciepło z OZE | Brak danych | – | Możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia energii |
| Podmioty posiadające koncesję na dystrybucję lub przesyłanie ciepła | ok. 360 przedsiębiorstw koncesjonowanych | Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020 | Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE |
| Końcowi odbiorcy ciepła, którzy zawarli umowę zakupu ciepła z przedsiębiorstwem koncesjonowanym | Brak danych | – | Prawo do odłączenia od nieefektywnych systemów energetycznych.<br>Ograniczenie możliwości odłączenia od efektywnych systemów energetycznych |
| Wytwórcy ciepła w instalacjach spalania wielopaliwowego | Kilkadziesiąt podmiotów, których liczbę trudno ustalić ze względu na dynamicznie podejmowane przez wytwórców decyzje o współspalaniu. | Własne | Objęcie obowiązkiem przyłączenia do sieci ciepłowniczej |
| Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów | 8 funkcjonujących zakładów Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych | Załącznik 3 do Krajowego Planu Gospodarki Odpadami:<br><br>https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/krajowy-plan-gospodarki-odpadami/sprawozdania-z-realizacji-krajowego-planu-gospodarki-odpadami/ | Ograniczenie obowiązku zakupu energii przez przedsiębiorstwa ciepłownicze do wielkości produkcji z odnawialnych źródeł energii |
| Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektro-energetycznych | 185 podmiotów | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | Dostosowanie profilu działalności do wymogów w zakresie relacji z członkami klastra energii.<br>Obowiązek określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych |
| Spółki obrotu energią elektryczną | ok. 140 podmiotów | https://bip.ure.gov.pl | Możliwość świadczenia usług obrotu energią elektryczną dla klastrów energii zgodnie z regulacjami zawartymi w projekcie |
| Wytwórcy energii w mikroinstalacjach (prosumenci) | ponad 1,1 miliona | Agencja Rynku Energii, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, październik 2022 | Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań.<br>Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE |
| Wytwórcy energii w instalacjach OZE innych niż mikroinstalacje | 250 rocznie | Szacunki własne | Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań.<br>Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE.<br>Możliwość wymiany międzynarodowej gwarancji pochodzenia |
| Minister Klimatu i Środowiska | 1 | Przepisy prawa | Utworzenie i funkcjonowanie organizacja KPK OZE.<br>Opracowanie zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu, ich aktualizacji i sprawozdań |
| Urząd Regulacji Energetyki | 1 | Przepisy prawa | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem informacji o postępowaniach dot. udzielenia promesy/koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.<br>Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym.<br><br>Zwiększenie liczby zadań w związku z prowadzeniem rejestrów dotyczących klastrów energii i biometanu<br>Zwiększenie liczby zadań w związku większą liczbą aukcji dla morskich farm wiatrowych |
| Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska | 16 | https://www.gov.pl/web/gdos/rdos | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym |
| Gminy | 2477 | https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz decyzji o warunkach zabudowy. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. Udział samorządu lokalnego lub spółek samorządowych w klastrach |
| Powiaty | 314 | https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na budowę. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym |
| Powiatowi Inspektorzy Nadzoru Budowlanego | 314 | https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na użytkowanie. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym |
| Jednostki akredytowane | Trudne do oszacowania | | Możliwość świadczenia nowych usług polegających na weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazaniu tego wniosku do URE |
| Polskie Centrum Akredytacji | 1 | Szacunki własne | Zwiększenie obciążenia przez większą ilość składanych wniosków o wydanie akredytacji ze względu na regulację, zgodnie z którą weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazania tego wniosku do URE dokonują jednostki akredytowane |
| Towarowa Giełda Energii | 1 | Szacunki własne | Zwiększenie obciążenia przez dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia, do zmian wynikających ze zmiany przepisów (poszerzenie zakresu danych wpisywanych do rejestru) oraz uiszczanie opłaty członkowskiej w stowarzyszeniu AiB |
| Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie (SOKiK) oraz Sąd Apelacyjny w Warszawie | 2 | Dane Ministerstwa Sprawiedliwości | Potencjalne zwiększenie liczby decyzji zaskarżanych do SOKiK oraz potencjalne zwiększenie liczby postanowień zaskarżalnych do SOKiK, zaś w konsekwencji potencjalne zwiększenie |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | liczby zażaleń kierowanych do Sądu Apelacyjnego w Warszawie |
| Wytwórcy energii w morskich farmach wiatrowych | kilkanaście | Szacunki własne | Możliwość udziału w większej liczbie aukcji i sprzedaży większej ilości energii |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt ustawy w zakresie rozwiązań przygotowanych dla sektora biometanu podlegał roboczym, wstępnym uzgodnieniom z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Rozwoju, Pracy i Technologii, URE oraz KOWR.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt ustawy został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Enea Operator Sp. z o.o.;
2) Energa-Operator S.A.;
3) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.;
4) PGE Dystrybucja S.A.;
5) Tauron Dystrybucja S.A.;
6) PKP Energetyka S.A.;
7) Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.;
8) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
9) Client Earth;
10) Fundacja Greenpeace Polska;
11) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
12) Fundacja WWF Polska;
13) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
14) Instytut Energetyki Odnawialnej;
15) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
16) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
19) Izba Gospodarcza Gazownictwa
20) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
21) Izba Projektowania Budowlanego;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
24) Polska Geotermalna Asocjacja;
25) Polska Izba Biomasy;
26) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
27) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
28) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
29) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
30) Polskie Centrum Akredytacji;
31) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
32) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
33) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
34) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
35) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
36) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
37) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła;
38) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
39) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
40) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
41) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
42) Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;

43) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
44) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
45) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
46) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
47) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
48) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
49) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
50) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
51) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych;
52) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU;
53) Towarowa Giełda Energii S.A.;
54) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
55) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
56) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
57) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
58) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
59) Związek Banków Polskich;
60) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej;
61) Baltic Power;
62) Baltic Trade and Invest;
63) Equinor;
64) Northland Power;
65) Ocean Winds;
66) Ørsted;
67) PGE Baltica;
68) Polenergia;
69) RWE;
70) Sea Wind;
71) Synthos Green Energy.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
4) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
5) Urząd Regulacji Energetyki;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP;
2) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
3) Związek Rzemiosła Polskiego;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt ustawy, z uwagi na regulacje w zakresie funkcjonowania klastrów energii w szczególności ich terytorialnego zakresu działania, wymagał zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, zgodnie z zakresem spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej. Projekt został przekazany do zaopiniowania KWRiST 25.02.2022 r., następnie z uwagi na żądanie przekazania projektu uzgodnionego, projekt został ponownie przekazany do zaopiniowania KWRiST. W dniu 23 listopada 2022 r. miało miejsce pierwsze posiedzenie Zespołu do Spraw Energii, Klimatu i Środowiska KWRiST, na którym przedstawiciel MKIŚ zaprezentował główne założenia projektu ustawy (nr UC99), ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących

rozwoju sektora biometanu i klastrów energii. W dniu 14 grudnia 2022 r. podczas posiedzenia ww. Zespołu, przedstawiciel MKIŚ na prośbę członków tego Zespołu udzielił dodatkowych wyjaśnień do projektu dotyczących klastrów energii i biomasy. 21.12.2022 r. KWRiST negatywnie zaopiniowała projekt.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projektowana regulacja będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oprócz tego, projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

| (ceny stałe z 2019 r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0–10)* |
| **Dochody ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Wydatki ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1,26** | **1,26** | **1,2** | **0** | **0** | **0** | **0** | **3,73** |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,26 | 1,26 | 1,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3,73 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **-1,26** | **-1,26** | **-1,2** | **0** | **0** | **0** | **0** | **-3,73** |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | -1,26 | -1,26 | -1,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | -3,73 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Planowane koszty będą pokrywane w ramach podniesienia limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 51 – klimat (dysponent Minister Klimatu i Środowiska). |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | **Wpływ na budżet państwa**<br><br>**I. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu**<br><br>Opracowanie zintegrowanego planu na rzecz energii i klimatu wiąże się z koniecznością przygotowania dwóch komponentów: strategicznego i analityczno-prognostycznego, o szerokim zakresie merytorycznym wskazanym w szczególności w Załączniku 1 do rozporządzenia 2018/1999. Zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia, krajowy plan powinien zwierać część strategiczną (opisującą założenia, cele, polityki i działania), jak również część analityczną – zawierającą diagnozę i prognozy klimatyczno-energetyczne co najmniej do 2040 r. Analogiczne wymagania znajdują zastosowanie do aktualizacji krajowego planu. Ze względu na wymagania prawne, konieczne jest również przeprowadzenie konsultacji publicznych w wymiarze krajowym i regionalnym (konsultacje międzynarodowe). Dodatkowo, jest przewidywana również możliwość opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.<br><br>**Pozycja 1 – koszty analiz i prognoz (Tabela 2)**<br>Sporządzenie krajowego planu na rzecz energii i klimatu wiązać się będzie z koniecznością przeprowadzenia szeregu działań, uwzględniających m.in. zlecenie realizacji następujących czynności:<br>1) opracowanie wieloaspektowych analiz i prognoz o zakresie zgodnym z załącznikiem 1 do rozporządzenia 2018/1999;<br>2) opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. |

Koszt działań w ramach Pozycji 3. oszacowano na poziomie ok. 3,73 mln zł w latach 2027–2029 r., przy czym koszt ten dotyczy opracowania analiz i prognoz wyłącznie w jednym cyklu sporządzenia nowego KPEiK. Koszt aktualizacji KPEiK przewidzianej na lata 2023–2024 nie został ujęty w OSR, ze względu na wcześniejsze zabezpieczenie środków na ten cel.

**Podsumowanie kosztów przedstawionych regulacji**

Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Tabela 2. Planowane koszty MKiŚ od 2024 r. wynikające z działań związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu (Pozycja 1):

| Pozycja | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Koszty w zł | | | | | | | | | |
| Pozycja 1 | 0 | 0 | 0 | 1 264 962,00 | 1 264 962,00 | 1 202 353,00 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Suma:** | **0** | **0** | **0** | **1 264 962,00** | **1 264 962,00** | **1 202 353,00** | **0** | **0** | **0** | **0** |

**Łącznie koszty MKIŚ** w latach 2024–2033: **3 732 277,00 zł.**

Do wyliczenia kosztów związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu przyjęto:

1) szacowaną wartość zamówienia na analizy i prognozy do aktualizacji KPEiK, przeprowadzoną w IV kw. 2022 r., która następnie została powiększona w oparciu o prognozy współczynnika inflacji;
2) bazową szacowaną wartość zlecenia prognozy na potrzeby strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla KPEiK 2021–2030, która następnie została powiększona uwzględniając współczynnik inflacji.

## Wpływ na sektor finansów publicznych

**I. Biometan**

Z uwagi na fakt, iż jednostki sektora finansów publicznych również są odbiorcami gazu ziemnego, rozwój sektora biometanu będzie wywierał wpływ na ich funkcjonowanie i będzie efektem szacowanego wzrostu kosztów zaopatrzenia w paliwo gazowe.

Jednocześnie rozwój instalacji biometanowych wykorzystujących bioodpady oraz odpady komunalne może wywołać pozytywny wpływ na samorządy gmin, które zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 września 1996 r. o utrzymaniu czystości i porządku w gminach, w ramach zadań własnych gminy, są m.in. odpowiedzialne za system gospodarowania odpadami komunalnymi, jak również zapewniają selektywne zbieranie odpadów takich jak bioodpady.

Samorządy są zobowiązane do ograniczania masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji przekazywanych do składowania. W zależności od miejsca wytwarzania, rodzaju zabudowy miejscowości oraz sezonowości ilość materii organicznej powstająca w odpadach komunalnych określa się na poziomie 25–35%. Strumień odpadów biodegradowalnych powstałych z selektywnej zbiórki sukcesywnie wzrasta, natomiast samorządy są zobligowane do wskazania miejsc jego zagospodarowania. Podejmowane w tym zakresie działania wpływają na koszty funkcjonowania samorządów, powodując konieczność podnoszenia opłat za śmieci lub dopłacania z własnych środków, niejednokrotnie kosztem realizacji innych zadań.

Rozwój sektora biometanu powiązany z rozwojem biogazowni stanowi szansę dla wielu jednostek samorządu terytorialnego na obniżenie kosztów gospodarki komunalnej w przypadku zaadresowania odpowiedniego strumienia odpadów ulegających biodegradacji do produkcji biometanu.

**II. Klastry**

Projektowane regulacje pozytywnie wpłyną na jednostki samorządu terytorialnego, które należą do klastra (są stronami porozumienia), przez obligatoryjny udział jednostki samorządu terytorialnego w porozumieniu klastra energii lub spółki kapitałowej utworzonej na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Dodatkowo, proponowane rozwiązania zapewniają członkom klastra energii obniżenie kosztów związanych z

energią elektryczną dzięki zachętom do zużycia własnego oraz autobilansowania, a także oddziałują pozytywnie na lokalną społeczność.

**Skutki dla samorządów**

Na potrzeby obliczenia orientacyjnych korzyści finansowych dla gminy z uczestnictwa w klastrze energii przyjęto przykład referencyjnej gminy miejsko-wiejskiej o rocznym zużyciu energii 2 450 MWh, w której rozliczenie energii jest dokonywane wg taryfy C11 (w tym oświetlenie) oraz taryfy B11. W celu odzwierciedlenia sytuacji na rynku energii z przełomu lat 2022 i 2023 do obliczeń wykorzystano stawki taryf dystrybucyjnych jednego z operatorów[2)]. Uwzględniono zamrożoną cenę energii na poziomie 0,785 zł/kWh. Przyjęto również aktualną opłatę mocową wynoszącą 0,1024 zł/kWh oraz szacunkowe współczynniki korygujące dla każdej z taryf na poziomie 0,8 dla C11 i B11 oraz 0,2 dla oświetlenia[3)]. Dla uproszczenia obliczeń nie uwzględniono podatku VAT.

Zgodnie z powyższymi założeniami obliczone zostały szacunkowe koszty zakupu energii w trzech scenariuszach – **standard**, **klaster 60**, **klaster 100**.

Scenariusz **standard** ukazuje całkowity koszt energii dla gminy nie będącej uczestnikiem klastra. Wynosi on **3 228 538,00 zł**, tj. **1 317,77 zł/MWh**.

Scenariusz **klaster 60** przedstawia koszty dla gminy uczestniczącej w klastrze energii, którego poziom autokonsumpcji wynosi 60%. Wziąwszy pod uwagę wszystkie przysługujące ulgi, które projektodawca proponuje w projekcie ustawy, w takim wariancie gmina zapłaci za energię **3 164 812,00 zł**, tj. **1 291,76 zł/MWh**. Rachunek jest niższy o **63 726,00 zł**, tj. **26,01 zł/MWh** względem wariantu **standard**.

Scenariusz **klaster 100** przedstawia koszty przy poziomie autokonsumpcji 100% i przysługujących w tym wariancie ulg. Roczny koszt energii elektrycznej dla gminy wyniesie **2 945 978,00 zł**, tj. **1 202,44 zł/MWh**. Względem wariantu **standard** jest to oszczędność **282 560,00 zł**, czyli o **115,33 zł/MWh** mniej.

| **Zestawienie scenariuszy kosztów zakupu energii** | | |
|---|---|---|
| **standard** | 3 228 538,00 zł | 1 317,77 zł/MWh |
| **klaster 60** | 3 164 812,00 zł | 1 291,76 zł/MWh |
| **klaster 100** | 2 945 978,00 zł | 1 202,44 zł/MWh |
| **Oszczędności dla scenariuszy** | | |
| **klaster 60** | 63 726,00 zł | 26,01 zł/*MWh* |
| **klaster 100** | 282 560,00 zł | 115,33 zł/*MWh* |

W celu oszacowania możliwych kosztów poniesionych przez gminę założono, że do obsługi kwestii związanych z klastrem wystarczy pracownik zatrudniony na pół etatu. Przyjęto stawkę powyżej aktualnego minimalnego wynagrodzenia brutto, tj. 2 000 zł na pół etatu. Koszt pracodawcy wyniósłby **28 915,20 zł**[4)] rocznie, co nie stanowi połowy oszczędności powstałych w scenariuszu **klaster 60**.

Stworzenie dodatkowych zachęt do inwestycji w lokalne i rozproszone źródła energii może przyczynić się do rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym na danym obszarze zwiększając przychody samorządów przez wzrost lokalnego zatrudnienia (obsługa źródeł, dostawa paliw), oraz dochody powiązane z inwestycjami oraz opodatkowaniem dochodów i majątku wytwórców energii.

**III.1. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE**

**Dochody ogółem**

Budowa nowych, odnawialnych źródeł ciepła będzie generować dodatkowe dochody budżetu państwa m.in. podatku dochodowego, podatku VAT. Z uwagi na różnorodność procesu inwestycyjnego w odniesieniu do różnych typów źródeł ciepła, zostały pominięte dodatkowe

[2)] https://bip.energa-operator.pl/s/20469/taryfa-dla-energii-elektrycznej
[3)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10557,Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczyl-wysokosc-oplaty-za-utrzymanie-bezpieczenstwa-ener.html
[4)] https://www.pit.pl/kalkulator-wynagrodzen-netto-i-brutto/

przychody budżetu generowane na samym etapie inwestycji (budowy) – uwzględniono jedynie zwiększone dochody na etapie funkcjonowania nowych jednostek.

**Podatek dochodowy**
Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, z uwagi na zróżnicowanie podmiotów korzystających z zaproponowanego mechanizmu wsparcia. Z jednej strony należy zauważyć, iż brak wejścia w życie ustawy będzie skutkował prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w odniesieniu do przedsiębiorstw wytwarzających ciepo, które będą musiały ograniczyć lub zaprzestać wytwarzania ciepła ze względu na odłączanie się odbiorców przyłączonych do sieci, którzy znajdą alternatywne sposoby zaopatrzenia w ciepło – bez obciążeń kosztami emisji $CO_2$.

Z drugiej strony, wprowadzenie proponowanych rozwiązań pozwoli na utrzymanie dotychczasowej pozycji przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, a także będzie stymulować inwestycje w nowe odnawialne źródła ciepła, co powinno przyczyniać się do generowania nowej wartości dodanej.

**Podatek VAT**
Dochody budżetu państwa z tytułu podatku VAT nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, ponieważ ze względu na zróżnicowaną strukturę podmiotów, do których będzie sprzedawane ciepło z nowych źródeł (wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, gospodarstwa domowe wolnostojących domach, towarzystwa budownictwa społecznego), nie jest możliwe precyzyjne wskazanie, jaka część płaconego podatku VAT od sprzedaży ciepła będzie stanowiła dochód budżetu państwa. Niemniej jednak jest spodziewane utrzymanie stałego dochodu budżetu państwa z tego tytułu.

**IV. Modernizacja instalacji OZE**
**V. Wsparcie operacyjne**
Planowane systemy wsparcia dla instalacji modernizowanych oraz wsparcia operacyjnego (operacyjnego) zakładają wykorzystanie różnych modeli wsparcia – z uwzględnieniem interesów wytwórców a także efektywności kosztowej z punktu widzenia interesu państwa i ciężarów ponoszonych przez odbiorców energii.

Nowe inwestycje w modernizowane instalacje, podobnie jak w przypadku inwestycji w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, będą stanowić pozytywny impuls rozwojowy i zwiększenie dochodów budżetu państwa.

Po stronie wydatkowej, w związku z faktem, iż planowane systemy wsparcia będą dotyczyć podobnych podmiotów i opierać się na podobnych założeniach co istniejące systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii (w szczególności model aukcyjny), należy spodziewać się, że administracyjne koszty jego funkcjonowania również będą zbliżone co do struktury. Powyższe odnosi się do kosztów przygotowania i zarządzania systemem informatycznym oraz kosztów obsługi tego mechanizmu wsparcia (koszty osobowe ponoszone przez Urząd Regulacji Energetyki wymienione powyżej).

Należy w tym miejscu zauważyć, że sam koszt udzielanego wsparcia będzie zależny w znakomitej większości od giełdowej ceny energii. Zatem, w przypadku utrzymującego się trendu wzrostowego cen energii w kolejnych latach, można założyć, że koszty ww. systemów wsparcia będą coraz niższe.

Trzeba także podkreślić, że alternatywą dla systemu modernizacja lub wsparcia operacyjnego jest budowa nowych instalacji OZE w pełnej wysokości jej wyceny rynkowej, co jest rozwiązaniem znacząco droższym i mniej korzystnym dla kosztów ponoszonych przez konsumenta.

**Innym założeniem przyjętym na potrzeby oszacowania kosztów jest podział w stosunku 50% do 50% między instalacjami wchodzącymi do systemu modernizacji oraz operacyjnego systemu wsparcia.**

**Na bazie przyjętych założeń, koszt systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego wyniesie w perspektywie 2045r. ok. 11,27 mld złotych.**

Tabela. 11. Szacunki dotyczące kosztu systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego

| Modernizacja | Wsparcie operacyjne |
|---|---|

| Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu | Wysokość szacowanego wsparcia | Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu | Wysokość szacowanego wsparcia |
|---|---|---|---|
| **2020-2023** | 166 837 759,62 zł | | |
| **2024** | 189 565 800,67 zł | | |
| **2025** | 222 089 023,90 zł | **2020-2025** | 40 212 599,88 zł |
| **2026** | 257 168 886,51 zł | **2026** | 51 395 076,79 zł |
| **2027** | 362 036 964,78 zł | **2027** | 71 490 326,54 zł |
| **2028** | 432 787 631,47 zł | **2028** | 103 188 509,89 zł |
| **2029** | 477 367 082,23 zł | **2029** | 119 686 918,06 zł |
| **2030** | 538 931 068,24 zł | **2030** | 137 358 431,86 zł |
| **2031** | 556 176 862,42 zł | **2031** | 141 753 901,68 zł |
| **2032** | 573 974 522,02 zł | **2032** | 146 290 026,53 zł |
| **2033** | 592 341 706,72 zł | **2033** | 150 971 307,38 zł |
| **2034** | 611 296 641,34 zł | **2034** | 155 802 389,22 zł |
| **2035** | 630 858 133,86 zł | **2035** | 160 788 065,67 zł |
| **2036** | 651 045 594,14 zł | **2036** | 109 069 098,28 zł |
| **2037** | 671 879 053,16 zł | **2037** | 98 565 948,45 zł |
| **2038** | 693 379 182,86 zł | **2038** | 75 629 262,42 zł |
| **2039** | 439 401 764,19 zł | **2039** | 36 460 351,39 zł |
| **2040** | 424 678 326,97 zł | **2040** | 18 966 235,86 zł |
| **2041** | 394 473 723,81 zł | | |
| **2042** | 360 793 319,30 zł | | |
| **2043** | 212 373 282,61 zł | | |
| **2044** | 121 232 953,72 zł | | |
| **2045** | 74 244 813,66 zł | | |
| **SUMA** | **9 654 934 098,18 zł** | | **1 617 628 449,89 zł** |

Powyżej przedstawione koszty systemu wsparcia modernizacji instalacji OZE oraz wsparcia ich działalności operacyjnej dotyczy ok. 1241,29 MW mocy zainstalowanych w technologiach biogazu, energetyki wodnej oraz biomasy.

Wyraźnego podkreślenia wymaga, że koszty utrzymania istniejących instalacji w systemie, przez wsparcie operacyjne lub wsparcie modernizacji, jest rozwiązaniem podyktowanym korzyściami dla konsumentów energii i kosztów systemu wsparcia energii odnawialnej.

**Kwota ok. 11,27 mld zł została obliczona z rozłożeniem kosztów systemu do 2045 r. Dla porównania, zgodnie z szacunkami MKiŚ, koszt wsparcia budowy nowych jednostek wytwórczych o tej samej mocy, które musiałyby zastąpić jednostki wycofane wyniósłby ponad ok. 28,4 mld złotych.** Różnica między kosztami wynosi zatem ponad 150%. Dzięki planowanemu rozwiązaniu będzie możliwe przeznaczenie zaoszczędzonych w ten sposób kwot na kolejne, nowe moce wytwórcze w OZE.

W załącznikach do OSR przedstawiono założenia służące do estymacji wysokości udzielonej pomocy publicznej a także rozłożenie w czasie (lata) mocy (w MW) zainstalowanych instalacji odnawialnych źródeł energii wchodzących do systemów wsparcia modernizacyjnego lub operacyjnego i utrzymywanych tym samym w krajowym systemie elektroenergetycznym.

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze**

| Skutki | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0–10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, | duże przedsiębiorstwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ceny stałe z 2019 r.) | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | osoby niepełnosprawne | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | osoby starsze | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa<br>sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Konieczność wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpłynie na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca.<br>Rozwój sektora aktywizuje lokalną przedsiębiorczość dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju.<br>Możliwość inwestycji otrzymania wsparcia na realizacje inwestycji w wyspowe odnawialne źródła ciepła.<br>Możliwość inwestycji mającej na celu modernizację lub zmianę paliw lub sposobu wytwarzania ciepła w kierunku niskoemisyjnego.<br>Możliwość poprawy kondycji finansowej.<br>Możliwość odejścia od kosztów związanych z paliwem węglowym. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe<br>osoby niepełnosprawne<br>osoby starsze | Wytwarzanie biometanu wiąże się z realizacją celów gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy”). Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego.<br>Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła.<br>Poprawa jakości powietrza. | | | | | | |
| Niemierzalne | rozwój klastrów energii | Rozwój przedsiębiorstw innowacyjnych, w szczególności w branży elektromobilności, magazynowania energii oraz blockchain. | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | **<u>I. Biometan – nakłady na rozwój sektora – dotyczy przede wszystkim średnich i dużych przedsiębiorstw</u>**<br>Rozwój sektora biometanu, poza wpływem na sektor gazowy oraz elektroenergetyczny będzie również uzależniony od determinacji oraz możliwości w zakresie pozyskania odpowiedniego kapitału ze strony prywatnych inwestorów, zainteresowanych budową instalacji do wytwarzania biometanu.<br>Koszty inwestycyjne poniesione na instalację (CAPEX) można podzielić na kilka kluczowych pozycji, do których należą: (1) jednostka służąca do wytwarzania biogazu – bez modułu kogeneracyjnego, ale łącznie z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą (silosy, infrastruktura, uzbrojenie terenu), (2) moduł uzdatniania biogazu do parametrów gazu ziemnego oraz (3) koszt budowy przyłącza gazowego.<br>Średnie koszty tego rodzaju instalacji wynoszą ok. 18,5–20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln $m^3$ biometanu rocznie. Zatem w celu realizacji 500 instalacji, zgodnie z założeniami projektu, będzie konieczne zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł.<br>Koszty eksploatacyjne (operacyjne) wynikające z funkcjonowania instalacji (OPEX) są uzależnione od wielu czynników, jednak można je zagregować do kilku kluczowych elementów, do których należą: (1) koszty związane z pozyskaniem substratu, (2) koszty obsługi instalacji (bez modułu uzdatniania biogazu), do których należą koszty wynagrodzeń pracowników, koszt utrzymania urządzeń technologicznych, koszty wywozu pofermentu, koszty laboratoryjne czy też podatek od nieruchomości oraz (3) koszty utrzymania stacji uzdatniania biometanu. Największy udział w średniorocznych kosztach operacyjnych instalacji do wytwarzania biometanu mają koszty pozyskania substratu oraz koszty oczyszczania biogazu.<br>Średnioroczne koszty OPEX są bardzo zróżnicowane i zależą przede wszystkim od modelu pozyskania surowca, jak również technologii oczyszczania biogazu. Przyjmuje się, że dla instalacji o wydajności 2 mln $m^3$ biometanu rocznie mogą wynosić od 3,0 do 5,5 mln zł. |

**II. Klastry energii**

Klastry energii są generatorem innowacyjnych ekosystemów, na które składają się nowe łańcuchy dostaw oraz usługi powiązane. Pobudza to MŚP w tym start–upy do wytwarzania nowoczesnych produktów oraz usług i zwiększa dywersyfikację gospodarczą regionów także przez przyciąganie inwestycji, dla których jednym z najważniejszych elementów staje się tworzenie produktów z jak najniższym śladem węglowym przez maksymalne wykorzystanie źródeł OZE.

Oprócz zatrudnienia bezpośredniego w obsłudze źródeł OZE po realizacji inwestycji, należy doliczyć zatrudnienie bezpośrednie przy samej ich realizacji (zarządzanie, budowa). Analiza Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej IRENA wykazała, że w 2019 r. 11,5 miliona osób pracowało w branży OZE. To wzrost o 500 tys. miejsc pracy w porównaniu do 2018 r. https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020

Inwestycje w OZE dają szanse na aktywizację terenów słabo zaludnionych, o ubogich glebach oraz na wzrost atrakcyjności regionów dla inwestorów.

Rozwój OZE w klastrach energii może skutecznie wpłynąć na przyciągnięcie nowych zagranicznych inwestycji.

W zakresie realizacji obowiązku instalacji licznika zdalnego odczytu szacuje się, że obowiązek ten obejmujący 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w skali kraju co roku przełoży się na możliwość zainstalowania ok. 9 tys. liczników, co przekłada się na poszczególne OSD na następujące orientacyjne ilości:

1) 1350 szt.;
2) 1600 szt.;
3) 2750 szt.;
4) 550 szt.;
5) 2750 szt.

Zakładając wariant ambitnego rocznego wzrostu ilości klastrów – na obszarze jednego OSD 50 klastrów z 20 członkami, oznacza to 1000 punktów poboru energii (PPE) do opomiarowania. Równocześnie, część PPE zostanie opomiarowana zgodnie z harmonogramem z ustawy – Prawo energetyczne. Niektórzy członkowie klastra będą jednak posiadać więcej niż jeden PPE. Dla uproszczenia, te dwie zmienne znoszą się wzajemnie.

Regulacja zabezpiecza także wariant bardzo szybkiego rozwoju klastrów, przez zabezpieczenie minimalnej liczby 1500 liczników zdalnego odczytu rocznie dla jednego OSD (75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD).

Szacuje się, że koszt licznika zdalnego odczytu w wariancie łączności standardowej (PLC) to ok. 400 zł. Dodatkowo dochodzą koszty montażu.

Zakładając, że w pierwszym roku pod rządami nowych regulacji klastrowych powstanie 100 klastrów przy średnio 20 członkach, oznacza opomiarowanie 2000 PPE. Założyć można koszt roczny 2000x400zł= 800 000 plus 25% robocizna, razem ok 1 000 000. Narastająco od 2024 r. do końca 2029 r. koszty *ceteris paribus* to 6 000 000 zł przy cenach dzisiejszych.

Wariant PEP 2040 to 300 klastrów (obszarów zrównoważonych energetycznie), a więc średnio 50 klastrów rocznie, zatem koszt w wariancie PEP 2040 to 3 000 000 zł.

Koszt w części będzie mógł zostać sfinansowany ze środków Funduszu Modernizacyjnego, a w pozostałej części stanowić będzie koszt uzasadniony dla OSD.

**III. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE**

Projektując brzmienie nowelizowanego art. 45 (dodając przepis art. 45 ust. 1b) ustawy – Prawo energetyczne należało wziąć pod uwagę szczególną sytuację sektora ciepłownictwa systemowego w obliczu transformacji w kierunku zeroemisyjnym. Sektor ten jest jednym z najbardziej „regulowanych" obszarów prowadzenia działalności gospodarczej w szeroko rozumianym sektorze energetycznym. Udział paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w 2010 r. i w 2019 r. wskazuje na niewielkie zmiany w strukturze miksu paliwowego ciepłownictwa

systemowego w Polsce mimo poniesionych nakładów. Nadal paliwem wiodącym jest węgiel, którego udział spadł tylko o ok. 5 punktów procentowych w ciągu 9 lat, wzrósł udział paliw gazowych (o 4,3%) oraz OZE (o 3,8% – w znacznej większości biomasy stałej – 97,5%). Nakłady przeznaczane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze sugerują więc głównie inwestycje odtworzeniowe oraz mające na celu dostosowanie węglowych jednostek wytwórczych do zaostrzających się norm emisyjnych, na co wskazuje ograniczenie emisyjności sektora ciepłownictwa systemowego, mimo braku istotnych zmian w strukturze miksu paliwowego. Ta sytuacja w obliczu dynamicznie rosnących cen uprawnień do emisji $CO_2$ wymaga radykalnych działań w zakresie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii.

Bezpośrednie wskazanie, że przedsiębiorstwu inwestującemu w budowę, modernizację i przyłączanie źródeł ciepła będących instalacjami OZE, bądź źródłami ciepła odpadowego będzie przysługiwać z góry ustalona stopa zwrotu ma wyeliminować niepewność inwestycyjną oraz regulacyjną. Jasne zasady wynagradzania przedsiębiorstw działających w branży ciepłowniczej pozwolą na łatwiejsze planowanie transformacji energetycznej przedsiębiorstw w drodze do neutralności klimatycznej. Biorąc pod uwagę, że taryfy przedsiębiorstw energetycznych są regulowane przez Prezesa URE, gwarantowany zwrot z kapitału ma pozwolić przedsiębiorstwom podejmować decyzje inwestycyjne, które bezpośrednio stanowić będą krok w stronę transformacji energetycznej.

Polska w zakresie ciepłownictwa sprosta wyzwaniom stawianym przed tym sektorem wynikającym z obowiązującej polityki energetyczno-klimatycznej UE, m.in. dzięki realizacji celów Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Cele stawiane przed polskimi systemami ciepłowniczymi to m.in.:

1) zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie sieciowym,
2) zwiększenie udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych do poziomu 85%,
3) integracja odnawialnych źródeł ciepła niskotemperaturowego z sieciami ciepłowniczymi oraz
4) przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych, tak aby osiągnąć poziom 70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich (co oznacza ok. 1,5 mln więcej gospodarstw domowych zasilanych przez ciepłownictwo systemowe w porównaniu z 2018 r.).

Propozycja art. 45 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne wpisuje się we wszystkie cele wynikające z przyjętej przez Radę Ministrów PEP 2040. Przyłączane źródła OZE będą przyczyniały się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, jakość dostarczanego ciepła będzie zgodna ze standardami nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla nowobudowanych budynków co pozwoli na przyłączanie nowych odbiorców oraz wzrost udziału OZE w sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa.

Nie bez znaczenia jest również fakt, że w propozycji Komisji Europejskiej Fit for 55% wskazuje się wzrost indykatywnego celu wzrostu udziału OZE w sektorze wytwarzania ciepła i chłodu do 2,1% rocznie. Jedyną szansą na spełnienie powyższego celu jest zapewnienie przedsiębiorstwom odpowiednich środków finansowych na przeprowadzenie transformacji systemów ciepłowniczych. Przedsiębiorstwa, prócz środków finansowych, aby podjąć się realizacji inwestycji w instalację OZE lub wykorzystującą ciepło odpadowe, muszą mieć przekonanie, że ma ona szanse zwrócić się i zamortyzować w określonym czasie, stanowiąc jednocześnie krok w drodze do neutralności energetycznej. Powyższe uzasadnia przyjęcie zagwarantowanej stopy zwrotu od inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego.

W związku z dyrektywą RED II i koniecznością „zazielenienia" ciepła systemowego, konieczny jest mechanizm zachęcający w sposób zdecydowany do budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego. Wobec aktualnie obowiązującej w Modelu zwrotu z kapitału Prezesa URE stopy zwrotu określonej na 5,076%, stopa siedmioprocentowa powinna być wystarczającą zachętą do wskazanych działań.

Precyzyjne oszacowanie wpływu wprowadzenia tego przepisu na obciążenie odbiorców jest niemożliwe do wskazania, ze względu na brak możliwości określenia w jakim czasie i w jakiej technologii i w jakiej wielkości nastąpi wymiana, modernizacja i przyłączenie do systemu ciepłowniczego źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii.

Po wtóre, źródła te nie będą stanowić o całym wolumenie ciepła w systemie ciepłowniczym, bowiem będą to źródła lokalne, na poziomie kilku MW, które będą przyłączane na końcówkach systemów ciepłowniczych – kolektory słoneczne, pompy ciepła, rzadziej źródła opalane biomasą z uwagi na jej ograniczoną dostępność i zaostrzające się kryteria zrównoważoności tego paliwa.

Na koniec trzeba wskazać, że zwrot z kapitału jest znikomym elementem w całej puli kosztów uzasadnionych, co nie powinno implikować wzrostu obciążeń dla odbiorców. W związku z wzrostem cen EUA z poziomu 5 EUR/EUA w 2017 r. do poziomu 90 EUR/EUA w 2022 r. oraz zwyżkami cen gazu ziemnego i węgla kamiennego są obserwowane wzrosty taryf na poziomie 30–240%. Wzrost udziału OZE w sektorze ciepłowniczym pozwoli zmniejszyć ekspozycję przedsiębiorstw ciepłowniczych na uwarunkowania polityki klimatycznej UE oraz warunków makroekonomicznych.

Co istotne, wzrost zwrotu z kapitału przy szacunkowych obliczeniach obciążeń odbiorców ciepła będzie kompensowany redukcją kosztów paliwa, a przy dotychczasowym stosowaniu paliwa węglowego lub gazowego – redukcją kosztów wynikających z emisji $CO_2$, co może i powinno doprowadzić nie tylko do „zazielenienia" systemów ciepłowniczych i zmniejszenia szkodliwej emisji, ale także do zmniejszenia rachunków płaconych przez odbiorców.

Analogiczne rozwiązania znajdują się już w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, który to w obecnym brzmieniu gwarantuje:

1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;

2) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.

**IV. Modernizacja instalacji OZE oraz V. Wsparcie operacyjne**

Podstawowym założeniem podczas tworzenia systemu modernizacji oraz systemu wsparcia operacyjnego było zważenie kosztów alternatywnych rozwiązań (trade-off). W przypadku braku wsparcia instalacji istniejących lub umożliwienia im gruntownej modernizacji, istnieje ryzyko, że z uwagi na wyższe koszty trzech rodzajów źródeł energii objętych wsparciem, wytwórcy zaprzestaną działalności w takich instalacjach. Z uwagi na to, że zapotrzebowanie na energię elektryczną stale rośnie, założono, że w krótkim-średnim okresie wyłączone źródła OZE byłyby zastąpione zwiększeniem produkcji energii ze źródeł kopalnych.

Drugą alternatywą jest możliwość wybudowania nowych instalacji OZE, lecz w tym przypadku koszt ponoszony przez odbiorcę końcowego i system wsparcia jest znacząco wyższy niż przy kontynuowaniu działalności przez wytwórcę, czy też nawet modernizacji instalacji.

Dane o instalacjach, którym skończył lub niedługo skończy się system wsparcia, które były podstawą do wyliczeń kosztów systemu wsparcia i pomocy publicznej, pochodzą z Urzędu Regulacji Energetyki oraz Agencji Rynku Energii S.A. Metodologia użyta do obliczania kosztów była tożsama z używaną przy określaniu ceny OZE w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje, wydawanym na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy.

Analizując potencjalne koszty funkcjonowania systemów wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego przyjęto założenie, że połowa wytwórców, dla których poprzednie systemy wsparcia przestaną obowiązywać w latach 2020–2030 zdecyduje się na wejście do jednego z nowych systemów, a połowa do drugiego. Na tej podstawie, biorąc dodatkowo pod uwagę wejście w życie systemu wsparcia operacyjnego w 2025 r., wyliczono łączny koszt wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz w trybie wsparcie operacyjnego w perspektywie do 2045 r. na poziomie ok. 11,27 mld zł.

Przy orientacyjnym wyliczeniu wpływu tego kosztu na obciążenie odbiorców końcowych należy wskazać, że zgodnie ze Statystyką Elektroenergetyki Polskiej 2019 (Agencja Rynku Energii, 2020), zużycie przez końcowych odbiorców energii elektrycznej wyniosło w 2019 r. 135 157 000 MWh, z czego na gospodarstwa domowe oraz rolne przypadło 30 963 000 MWh. Aplikując do

| | |
|---|---|
| | tych danych przyjęte w PEP 2040 założenia dotyczące wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (średnio ok. 1,23% rocznie) otrzymujemy w 2045 r. wartość zużycia wynoszącą 185 728 564 MWh rocznie dla wszystkich grup odbiorców, w tym 42 548 396 MWh w przypadku gospodarstw domowych i rolnych.<br><br>Na podstawie tych wartości można ocenić, że w przeliczeniu na 1 MWh energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego koszt systemu wsparcia wyniesie ok. 3,14 zł. Biorąc pod uwagę średnią wartość zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i rolnym w 2019 r. (2 MWh, zgodnie z: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2019), daje to obciążenie ok. 6,28 zł rocznie na gospodarstwo. Poziom 3,14 zł oznacza przy tym, że przy średniej cenie energii elektrycznej dla odbiorcy w taryfie G wynoszącej w 2020 r. 537,4 zł netto (koszt sprzedaży i dystrybucji łącznie, źródło: Urząd Regulacji Energetyki), koszt systemu wsparcia nie powinien przekroczyć 0,6% pełnej ceny energii elektrycznej.<br><br>Należy przy tym zaznaczyć, że prognozy kosztu systemu opierały się na założeniu, że cena hurtowa energii w 2021 r. osiągnie ok. 353 zł (cena średnioważona, produkt BASE na Towarowej Giełdzie Energii w czerwcu br.). Tymczasem nadal obserwujemy bardzo gwałtowne wzrosty, które przełożyły się na osiągnięcie poziomu ponad 829,98 zł w grudniu 2021 r.<br><br>Przy tak dużej zmienności cen energii na rynku oraz wysokich poziomach inflacji wyliczenia obciążenia dla odbiorcy końcowego jest obarczone bardzo dużym błędem, można jednak zakładać, że oba systemy, przez oparcie głównie na kontraktach różnicowych, będą neutralne kosztowe dla odbiorcy końcowego. |

## 8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☒ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☒ zmniejszenie liczby procedur<br>☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☒ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☒ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |

Zawarte w projekcie ustawy zmiany obciążeń regulacyjnych związane są z implementacją art. 16 ust. 4 RED II, który stanowi, iż łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach.

## 9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie ustawy generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki i transportu (dotyczy wytwarzania jak również transportu biometanu) oraz w innych sektorach gospodarki – budownictwo, finanse, usługi, itp.

Tworzenie nowych miejsc pracy w innowacyjnych sektorach gospodarki stymulować będzie konieczność budowania nowych kompetencji na rynku pracy (w tym lepiej płatnych miejsc pracy), co wpłynie korzystnie na cały sektor gospodarki – budowanie gospodarki opartej na wiedzy.

Na wcześniejszym etapie prac nad regulacją ustawodawca identyfikował ryzyka w zakresie rynku pracy wynikające z obserwowanych trendów – planowana stopa bezrobocia rejestrowanego na koniec 2020 r. miała wynieść 3,2 % oraz 3% w kolejnych latach (na podstawie danych Narodowego Banku Polskiego z marca 2019 r.). Powyższe oznaczało, że pozyskanie zasobów ludzkich o właściwych kompetencjach mogło być istotnie utrudnione (generować mogło dodatkowe koszty).

Obecnie, w związku z pandemią COVID-19 oraz jej wpływem na rynek pracy (prognozowany istotny wzrost stopy bezrobocia wobec wcześniejszych szacunków), powyższe ryzyka mogą się nie zmaterializować. Co więcej, uruchomienie inwestycji w odnawialne źródła energii i biometan może dać silny impuls dla rozwoju gospodarczego, który będzie jednym z elementów odbudowy polskiej gospodarki po okresie spowolnienia wywołanym pandemią COVID-19.

Ostateczna liczba nowoutworzonych miejsc pracy będzie wynikać również ze stopnia rozwoju lokalnego łańcucha dostaw.

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w sektorze budownictwa infrastrukturalnego, wynikający ze przewidywanego zwiększenia inwestycji w zakresie modernizacji istniejących i budowy nowych systemów ciepłowniczych i innych technologii OZE, do czego powinno się przyczynić wprowadzenie dodatkowego mechanizmu pozwalającego na dofinansowywanie tego typu przedsięwzięć. Powyższe przełoży się na ożywienie gospodarcze w obszarze firm realizujących prace i usługi związane w pierwszej kolejności z etapem budowlanym inwestycji, a następnie z eksploatacją w perspektywie całego okresu wykorzystania danej technologii. Nowe kontrakty na wykonawstwo usług: projektowych, budowlanych, dostarczania paliwa, serwisu, przełożą się na potrzebę zwiększenia zatrudnienia przez podmioty realizujące działalność gospodarczą w przytaczanym powyżej zakresie.

Dodatkowo, przewiduje się pośrednie skutki w branżach urządzeń wykorzystywanych w systemach ciepłowniczych (rury, zawory, liczniki, itp.) oraz w innych technologiach OZE, co z kolei spowoduje przyrost miejsc pracy wśród producentów dedykowanych urządzeń. Możliwość odłączania się od systemu ciepłowniczego przez odbiorców planujących wykorzystanie indywidualnych źródeł ciepła działających w oparciu o odnawialne źródła energii, a także obowiązek przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii do systemów ciepłowniczych i zakupu ciepła z takich instalacji może wpłynąć w pośredni sposób na wzrost zatrudnienia w sektorach gospodarki zajmujących się odnawialnymi źródłami energii dostarczającymi ciepło.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne | ☐ demografia | ☐ informatyzacja |
| ☒ sytuacja i rozwój regionalny | ☐ mienie państwowe | ☒ zdrowie |
| ☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ inne: | |

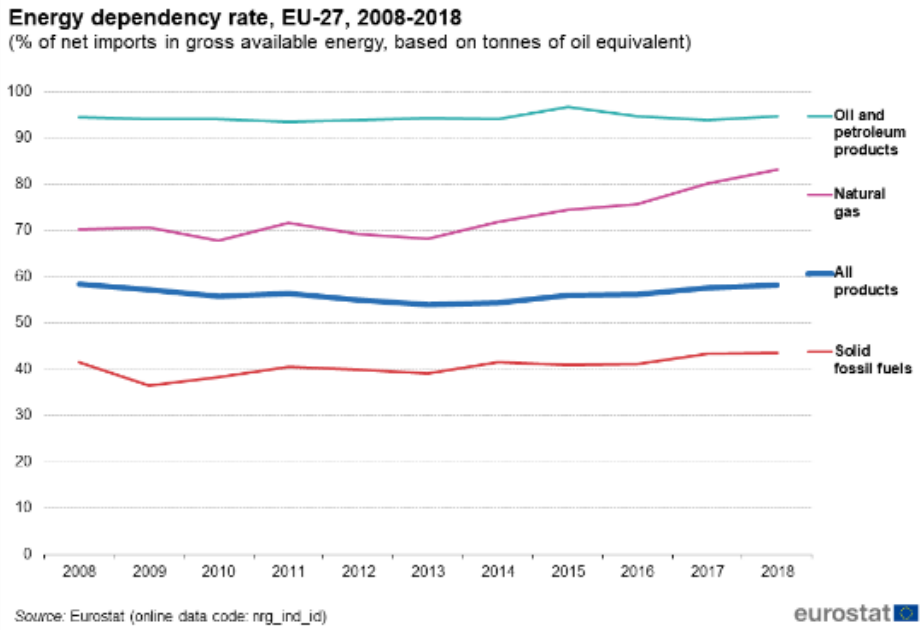
| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Wykorzystanie biometanu będzie redukowało emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w związku z ograniczeniem (w zależności od sposobu jego ostatecznego wykorzystania) gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych.<br><br>Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju, będą powstawać przede wszystkim w pobliżu źródła surowca (odpady przemysłu rolno-spożywczego, odpady komunalne, itp.), co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów.<br><br>W przypadku instalacji wytwarzających biometan, korzystających z różnego rodzaju odpadów, instalacje te wpisują się w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym, gdzie przy jednoczesnym odzysku energii zmniejsza się konieczność stosowania mniej pożądanych sposobów postępowania z odpadami, przez ich składowanie.<br><br>Rozwój instalacji biogazu rolniczego potwierdza, że powiązane funkcjonowanie tych instalacji z przetwórniami rolniczymi, gorzelniami oraz zakładami przetwórstwa rolno-spożywczego pozwala na obniżenie kosztów wytwarzania biogazu lub obniżenie kosztów funkcjonowania zakładów, które wykorzystują surowce do procesów fermentacji. Potwierdzeniem tego kierunku jest wzrastający odsetek wykorzystania substratów odpadowych w stosunku do ilości substratów z upraw celowych. Zgodnie z danymi przekazanymi przez KOWR, w 2019 r. udział ten kształtował się następująco: 13,8% surowce celowe, 86,20% surowce odpadowe, natomiast najwięcej biogazu powstało z: wywaru gorzelnianego (817 199 ton), pozostałości z owoców i warzyw (768 890 ton) gnojowicy (733 452 ton).<br><br>Oszacowanie wpływu wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biometanu nie jest zadaniem łatwym, z uwagi na specyfikę sytuacji poszczególnych przedsiębiorców, czy też koszty związane z alternatywnymi sposobami zagospodarowania odpadów i pozostałości poprodukcyjnych – tym niemniej istniejący trend potwierdza, iż jest to efektywne ekonomicznie i uzasadnione podejście z punktu widzenia przedsiębiorców. Przyjęte rozwiązania w zakresie biometanu będą wspierały szersze wykorzystanie kolejnych substratów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego, takich jak: odpady z cukrowni, rzeźni, gorzelni, browarów, mleczarni czy przetwórstwa rolno-spożywczego, poprawiając sytuację finansową zarówno wytwórców biogazu (tani surowiec) jak również przedstawicieli ww. branż (ograniczenie kosztów składowania odpadów).<br><br>Wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu będzie miało również pozytywny wpływ na zdrowie w przypadku wykorzystania gnojowicy jako surowca do wytwarzania biometanu. Wiąże się to przede wszystkim z następującymi kwestami: (1) eliminacją patogenów w wyniku procesu higienizacji, (2) redukcja odorów w porównaniu do stosowania do nawożenia surowej gnojowicy (szacowane na ok. 80%).<br><br>Wpływa to nie tylko na poprawę warunków nawożenia pól uprawnych w porównaniu z nieprzefermentowaną gnojowicą oraz zmniejsza ryzyko zanieczyszczenia wód gruntowych |

| | |
|---|---|
| | i powierzchniowych. Fermentacja beztlenowa istotnie poprawia jakość nawozu organicznego, jakim jest gnojowica, podnosząc zawartość N-NH4 do 90% (zawartość dla gnojowicy nie przekracza 50%) – co istotnie ułatwia przyswajanie przez rośliny zmniejszając zagrożenie wymywania i eutrofizacji wód. W efekcie istotnie zmniejszy się ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami do zlewni Morza Bałtyckiego.<br><br>Wdrożenie proponowanych rozwiązań powinno przyczynić się do zwiększenia udziału ciepła systemowego w ogrzewaniu mieszkań i domów jednorodzinnych, zwłaszcza w ośrodkach miejskich. Zwiększenie wykorzystania systemów ciepłowniczych oraz przewidywane rosnące nasycenie tych systemów ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii sprzyjać będzie poprawie jakości życia w szczególności w miastach. Powyższe powinno wywrzeć pozytywny wpływ na czystość powietrza w aglomeracjach, co w oczywisty sposób przełoży się na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa. Dodatkowe środki przeznaczone na inwestycje powinny sprzyjać aktywności i stymulować rozwój gospodarczy zwłaszcza w regionach, w których istnieje duży potencjał do wykorzystania ciepła systemowego.<br><br>W zakresie wpływu na sądy administracyjne, powszechne i wojskowe podkreśla się, iż w opinii projektodawcy, proponowane w projekcie ustawy rozwiązania mogą potencjalnie wpłynąć na wzrost liczby spraw prowadzonych przez SOKiK ze względu na poszerzenie katalogu decyzji i postanowień Prezesa URE podlegających zaskarżeniu do SOKiK, zaś w konsekwencji potencjalnie może zwiększyć się liczba apelacji kierowanych do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. |
| **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego** | |
| Planuje się, że ustawa wejdzie w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*. | |
| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** | |
| Ponieważ przedmiotowa ustawa ma na celu wdrożenie RED II, a zgodnie z tą dyrektywą, państwa członkowskie są zobowiązane do raportowania realizacji celu w zakresie odnawialnych źródeł energii na 2030 r., ocena efektów będzie dokonywana w sposób ogólny i zagregowany w ramach procedur sprawozdawczości dotyczących Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu. Biorąc pod uwagę powyższe oraz specyfikę projektu ustawy, w opinii ministra właściwego do spraw klimatu, nie ma potrzeby dokonywania dodatkowej ewaluacji efektów projektowanej regulacji. | |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** | |
| Załączniki do OSR:<br>1. Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu.<br>2. Założenia systemu modernizacji i wsparcia operacyjnego.<br>3. Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).<br>4. Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii.<br>5. Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze. | |

**Załącznik nr 1 – Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu**

1. **Poprawa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Państwa, zmniejszenie uzależnienia od importu surowców energetycznych**

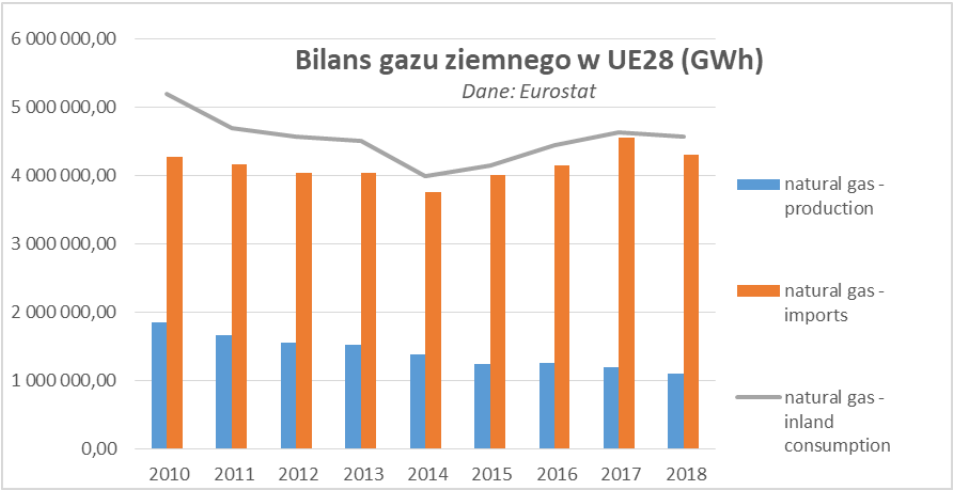
   Malejąca produkcja energii pierwotnej ze szczególnym uwzględnieniem ropy naftowej i gazu zimnego na przestrzeni ostatnich lat powoduje, że w krajach UE28 następuje wzrastające uzależnienie od importu nośników energii pierwotnej. Poziom uzależnienia mierzony tzw. ***wskaźnikiem zależności energetycznej*** pokazuje, że gaz ziemny jest drugim (po ropie naftowej) nośnikiem energii o najwyższym stopniu uzależnienia (w 2018 r. wynosił on 83,2%). Co szczególnie istotne, poziom tego wskaźnika dynamicznie wzrasta w ostatnich latach, co pokazuje poniższy wykres.



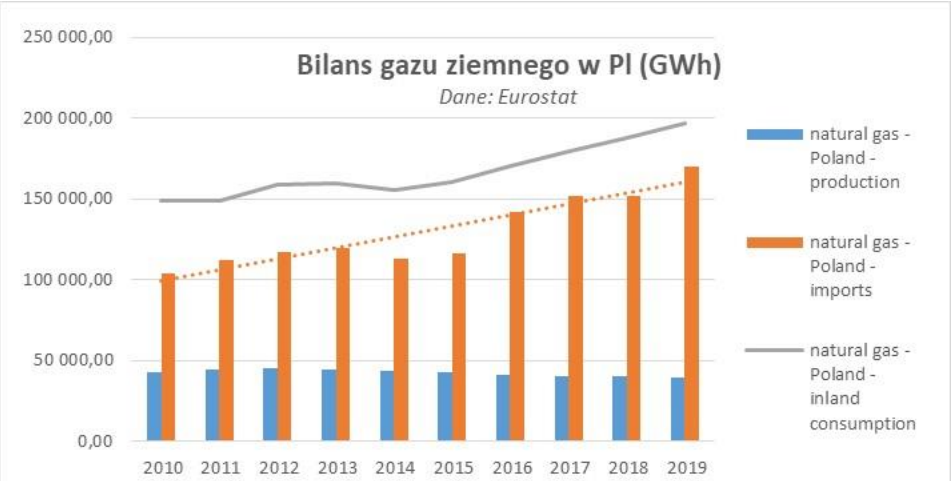

Wysoki poziom wskaźnika zależności energetycznej wskazuje na wzrastające uzależnienie od importu, w tym również na koszty związane z pozyskaniem błękitnego paliwa. W 2018 r. UE sprowadziła ok. 363 mld $m^3$ gazu ziemnego kosztem ok. 90 mld EUR. Mimo zmieniającej się w ostatnich latach struktury źródeł importu, pozycję lidera w tym zakresie nadal utrzymuje Rosja – w 2018 r. 40,4% importu gazu ziemnego do UE28 pochodziło z tego kierunku.

Charakter uzależnienia UE28 od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego na teren Europy przedstawia również poniższy wykres, pokazujący dwie główne przyczyny narastania tego zjawiska:

- stopniowy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, widoczny od 2014 r.
- postępujące zmniejszanie się produkcji gazu ziemnego w UE, przy czym to zjawisko ma charakter stały i na przestrzeni ostatnich lat (2010–2018) produkcja gazu ziemnego w UE28 zmniejszyła się o ok. 41%.



Uzależnienie gospodarki od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego jest szczególnie widoczne na przykładzie Polski. Mimo utrzymującego się od lat stosunkowo stabilnego poziomu produkcji gazu ziemnego w kraju, dynamicznie wzrasta (obserwowana szczególnie w ostatnich latach) konsumpcja tego paliwa. W efekcie, aktualnie krajowe wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld $m^3$ pokrywa zaledwie ok. 22% zapotrzebowania na to paliwo, w związku z czym krajowa konsumpcja gazu ziemnego w niemal 80% uzależniona jest od dostaw zewnętrznych.




Wskazana na powyższym wykresie linia trendu znajduje potwierdzenie w dokumentach rządowych. Biorąc pod uwagę planowaną w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 konsumpcję gazu ziemnego w kraju (15 937 ktoe), planowane zdolności produkcyjne w zakresie biometanu pozwolą na pokrycie zaledwie ok. 6,0 % udziału w ogólnej konsumpcji gazu ziemnego w kraju.

Rozwiązaniem zapewniającym zwiększenie stabilności systemu energetycznego jest doprowadzenie do dynamicznego wzrostu wykorzystania biogazu (w tym biometanu) w konsumpcji krajowej gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę krajowy potencjał surowca – jest możliwe w przyszłości wygenerowanie ilości zielonego paliwa gazowego na porównywalnym poziomie ze zdolnościami produkcyjnymi gazu ziemnego w kraju.

**2. Wzrost konkurencyjności krajowego rolnictwa**

Upowszechnienie rozwoju biogazowni na terenach wiejskich doprowadzi do większej samowystarczalności branży rolniczej i jej innowacyjności, umożliwiając prowadzenie produkcji rolnej w sposób zrównoważony z większym poszanowaniem środowiska naturalnego.

Zwiększenie wykorzystania biogazu rolniczego, wytwarzanego na potrzeby produkcji biometanu, wykorzystującego produkty uboczne rolnictwa, płynne i stałe odchody zwierzęce oraz pozostałości przemysłu rolno-spożywczego przyczyni się do wzrostu dochodów rolników przez wykorzystanie niezagospodarowanych dotychczas potencjalnych pozostałości energetycznych oraz pozwoli na zachowanie podstawowej funkcji krajowego rolnictwa jaką jest produkcja żywności.

Rozwój sektora biogazu rolniczego (w tym biometanu) umożliwi pozyskanie znacznych ilości wysokiej jakości przyjaznych dla środowiska nawozów organicznych w formie pozostałości pofermentacyjnych substratu pochodzenia rolniczego oraz w formie granulatu. Należy mieć na uwadze, że biogazownia rolnicza o zdolności produkcyjnej ok. 500 $m^3/h$ wytwarza równocześnie ilość pofermentu, którą można zagospodarować na ok. 1–1,2 tys. ha użytków rolnych rocznie.

Poferment jest również uznawany za bardziej wartościowy polepszacz gleby niż gnojowica z uwagi na:

- większy udział składników pokarmowych w formach mineralnych, które są bezpośrednio przyswajalne przez rośliny, dając lepszy efekt nawozowy,
- większą zawartość azotu amonowego, uznawanego za najlepszą formę azotu dla roślin,

- wyższe pH (powyżej 7,0), przez co zmniejszając poziom zakwaszenia gleby poprawia ich produktywność,
- szybszy rozkład w glebie,
- niszczenie nasion chwastów w procesie fermentacji, co ogranicza konieczność stosowania pestycydów,
- stosowanie pofermentu zwiększa zawartość materii organicznej w glebach, wpływając korzystnie na ich produktywność.

Co jest również ważne, stosowanie pofermentu pozwala na likwidację odorów związanych z procesami składowania oraz stosowania gnojowicy na polach, oraz zapewnia efektywniejsze utrzymanie wilgoci w glebie i późniejsze jej nawadnianie, co w obecnej sytuacji hydrologicznej w kraju ma istotne znaczenie. Eliminacja patogenów w wyniku procesów higienizacji zmniejszy ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami zlewni Morza Bałtyckiego.

Ograniczenie ilości nawozów mineralnych wykorzystywanych przy produkcji rolnej pozwoli na zmniejszenie ilości zużycia gazu ziemnego, wykorzystywanego do jego produkcji, zmniejszając tym samym skalę uzależnienia od importu tego nośnika energii.

Nawozowe stosowanie pofermentu to nie tylko ograniczenie zużycia nawozów mineralnych i tym samym, kosztów nawożenia ponoszonych przez producentów rolnych. To również praktyczny element realizacji Programu działań mających na celu zmniejszanie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu (Dz. U. poz. 243), który został przyjęty w lutym 2020 r. przez Radę Ministrów.

Biogazownie rolnicze, w tym procesy beztlenowego rozkładu obornika w instalacji biogazowej, zostały uznane za jedną z najlepszych technik przetwarzania odchodów zwierzęcych zgodnie z obowiązującą decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/302 z dnia 15 lutego 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do intensywnego chowu drobiu lub świń zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017)688) (Dz. Urz. EU L 43 z 21.02.2017, str. 231). Powyższe zostało wskazane w punkcie 1.12 dotyczącym przetwarzania obornika w gospodarstwie – BAT 19.

Przetwarzanie odpadów i wykorzystanie produktów pracy biogazowni (energii elektrycznej, biogazu, pofermentu, ciepła) wpływa również na zmniejszenie śladu węglowego produkcji rolnej i przetwórstwa rolno-spożywczego, co jest istotne w kontekście ograniczania emisji ze wszystkich obszarów gospodarki ale przede wszystkim może pozwolić zachować konkurencyjność krajowej branży hodowlanej.

Rozwój sektora biogazu/biometanu wpłynie znacząco na ograniczenie emisji odorów z zakładów przemysłowych, ferm trzody chlewnej, drobiu czy zwierząt futerkowych, składowisk oraz spalarni odpadów, ubojni i innych obiektów uciążliwych dla sąsiedztwa.

**3. Wzrost przychodów samorządów terytorialnych**

Instalacje biogazu (w tym biometanu) rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło przychodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości zazwyczaj określany na poziomie ok. 2% wartości budowli (sieci elektroenergetycznych czy instalacji uzdatniania biogazu) oraz budynków gospodarczych (socjalnych, maszynowni, itp.).

Dla referencyjnej jednostki produkcyjnej o wydajności ok. 2 mln $m^3$ biometanu rocznie, przyjmując wartość inwestycji w przedziale 18,5–20 mln zł oraz 35% udział budynków i budowli, przychody gminy z tytułu podatku od nieruchomości należy szacować na poziomie: **129,5 – 140 tys. zł rocznie**.

Do ww. kwoty należy również doliczyć przychody z tytułu podatku gruntowego (średnio ok. 2,5ha powierzchni) – **25 tys. zł rocznie**, jak również dodatkowe przychody z tytułu podatku płaconego przez operatora sieci dystrybucyjnej gazowej składające się z dwóch elementów:

- od sieci gazowej, **ok. 6 tys. zł** rok za każdy kilometr sieci średniego ciśnienia (1 km sieci ok. 300 tys. zł, 2% podatku),

- od stacji redukcyjno-pomiarowej, wniesionej na potrzeby umożliwienia zatłaczania biometanu do sieci, **ok. 10 tys. zł rocznie.**

Biogazownie nie są instalacjami bezobsługowymi, w związku z czym do budżetu lokalnego samorządu wpływa również część podatków od osób fizycznych, zatrudnionych lokalnie w biogazowni, a także podatek rolny, jeżeli biogazownia wykorzystywana jest tylko i wyłącznie w ramach prowadzonej działalności rolniczej. Zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2267) gminy mają udział w podatku dochodowym od osób prawnych (CIT) oraz osób fizycznych (PIT), który w zakresie PIT zgodnie z informacjami zawartymi na stronach MF wynosi w 2021 r. 38,23%.

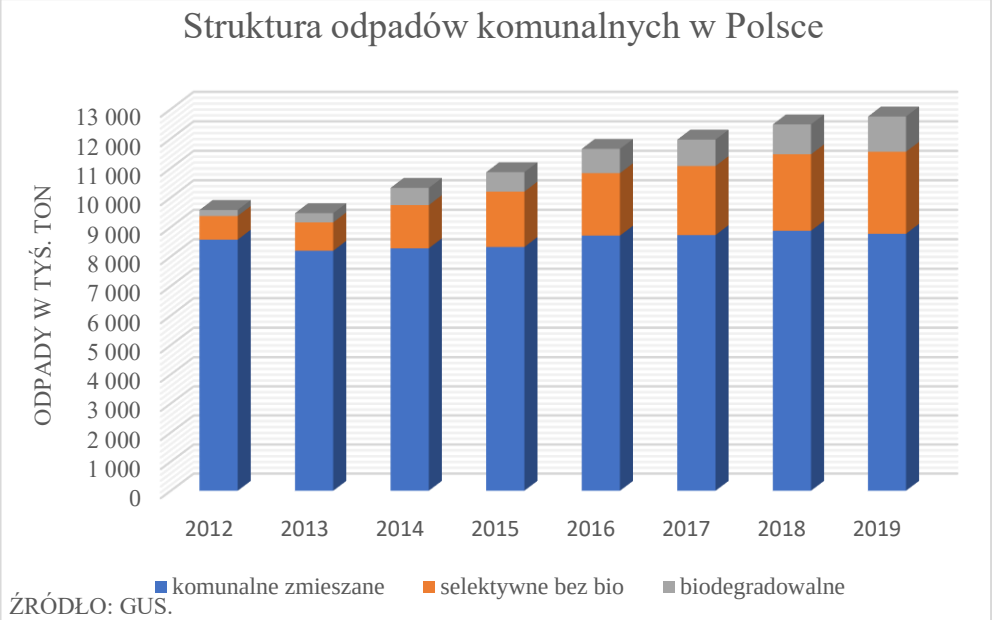
Warto również zwrócić uwagę, że rozwój biogazowni na terenach wiejskich wiąże się z zapewnieniem większej przejrzystości dokonywanych transakcji z racji konieczności zapewnienia dokumentów finansowych na dostawy surowców pochodzących z gospodarstw rolnych.

## 4. Ograniczenie kosztów gospodarki komunalnej w gminach

Polska jest krajem o jednej z najniższych średnich ilości odpadów komunalnych na mieszkańca (332 kg w 2019 r., przy średniej UE ok. 490 kg). Jednocześnie niewielkie ilości powstających odpadów są wykorzystywane do procesów biologicznych takich jak kompostowanie czy fermentacja 1,2 mln ton (tj. ok. 9% ilości odpadów komunalnych z 2019 r.).

Ostatnie lata pokazały również, iż gospodarka odpadami jest sektorem szczególnie wrażliwym na wzrost kosztów. Zgodnie z analizami UOKiK wzrost opłat ponoszonych przez mieszkańców rozpoczął się w 2017 r. – indeks wzrostu cen opłat w latach 2016–2018 wynosił ok. 4%, ale w ciągu czterech pierwszych miesięcy 2019 r. opłata w skali kraju wzrosła średnio o 16%, choć skala podwyżek istotnie różni się w zależności od regionu kraju.

Z raportu opracowanego przez UOKiK[5] wynika, że jednym z najbardziej istotnych czynników wpływających na wzrost cen zagospodarowania odpadów, poza kosztami zagospodarowania odpadów w instalacjach RIPOK, jest obserwowany aktualnie trend w zakresie **wzrostu ilości zbieranych odpadów w gminach.** Badanie UOKiK potwierdziło zatem, że problem wzrastających kosztów gospodarki odpadami ma charakter systemowy, co dobrze ilustruje poniższy wykres.



ŹRÓDŁO: GUS.

[5] Raport UOKiK – odpady w gminach miejskich: https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=15715

Wielkość oraz struktura strumienia odpadów komunalnych ma kluczowe znaczenie dla wielkości kosztów przypadających na mieszkańca gminy. Poza wzrostem ilościowym niekorzystnie przedstawia się również struktura strumienia odpadów, szczególnie biorąc pod uwagę:

- wzrost odpadów komunalnych zmieszanych, których koszty zagospodarowania są wyższe niż koszty odpadów segregowanych, z uwagi na konieczność ich mechanicznego i biologicznego przetwarzania a następnie unieszkodliwiana na składowisku (co jest najdroższym i wciąż dominującym rozwiązaniem),
- dynamiczny wzrost ilość odpadów komunalnych zbieranych selektywnie, obecnie to ok. 31% ogółu odpadów komunalnych (dynamika 2018 do 2019 wyniosła 10%), w których dominujący udział mają odpady biodegradowalne (30% w 2020 r., tj. ok. 31 kg na mieszkańca – w 2018 r. było 26 kg).

Odpowiedzią na wyzwania tego sektora, pozwalającą na bardziej efektywne pod względem ekonomicznym zarządzanie gospodarką komunalną w gminach, jest wykorzystanie odpadów biodegradowalnych. Biogazownie mogą również wpłynąć pozytywnie na obniżenie ilości odpadów zmieszanych, ponieważ obecnie w przypadku powszechnego stosowania w gminach technologii kompostowania zabrania się „wrzucania" odpadów mięsnych do pojemników na odpady biodegradowalne. Te odpady mogłyby natomiast być stosowane w ramach odpadów biodegradowalnych w gminach wykorzystujących do ich utylizacji biogazownie.

Doświadczenia przede wszystkim szwedzkie oraz duńskie związane z zagospodarowaniem odpadów komunalnych w biogazowniach potwierdzają, że jest to rozwiązanie możliwe do zastosowania.

Zgodnie z danymi Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu instalacje biometanu w UE wykorzystujące surowce w postaci odpadów komunalnych (bioodpadów) jako dominujące źródło dysponują obecnie zdolnością produkcyjną wynoszącą ponad 400 mln $m^3$. W efekcie, stanowi trzeci, po pozostałościach rolniczych i (wciąż jeszcze) roślinach energetycznych, surowiec do wytwarzania biometanu.

Wykorzystanie odpadów biodegradowalnych w instalacjach biogazowych stanowi najefektywniejszą metodę ich unieszkodliwiania, przy właściwej eksploatacji niepowodującą znaczących oddziaływań na środowisko.

**5. Wzrost ilości miejsc pracy na szczeblu lokalnym**

Zgodnie z analizami sektora w UE pojedyncza instalacja biometanu generuje średnio 3- 4 lokalne miejsca pracy związane z codzienną obsługą i konserwacją instalacji. Dane w tym zakresie potwierdza szereg opracowań w tym m.in.:

- „Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark", Germany and Italy, IFRI, 2019,
- „Study of the impact of the biogas sector on employment in France from 2018 to 2030", July 2019 Renewable Gas French Panorama,
- „Ecological Transition, Regions, Jobs" (TETE), Action Climate France network.

Instalacje biometanu wymagają obsługi w trybie ciągłym, jak również zapewnienia odpowiedniej ilości substratów co generuje koszty operacyjne, które są zróżnicowane w zależności od surowca i technologii oczyszczania oraz mogą wynosić **od 3,0 do 5,5 mln zł dla instalacji o wielkości 1MW** (ok. 2,2 mln $m^3$ biometanu rocznie). Są to najczęściej wydatki o lokalnym charakterze. Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju. Powstawać będą przede wszystkim w pobliżu źródła surowca co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów.

**6. Impuls do rozwoju dodatkowych branż – wzrost inwestycji krajowych, rozwój *local content***

Średnie koszty instalacji produkcji biometanu wynoszą ok. 18,5–20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln$^3$ biometanu rocznie. Zatem, w celu realizacji 500 instalacji o wskazanej powyżej zdolności produkcyjnej konieczne będzie zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł.

Budowa kilkuset instalacji wytwarzania biogazu (na przestrzeni najbliższych lat) będzie stanowiła istotny impuls dla rozwoju branży budowlanej w kraju – należy mieć na uwadze, że sam proces budowy zajmuje ok. 6 miesięcy i wymaga zatrudnienia ok. 10 pracowników budowlanych. Należy mieć również na uwadze konieczność zaangażowania dodatkowo wykwalifikowanych firm zajmujących się montażem instalacji oraz urządzeń wchodzących w skład biogazowni i urządzeń uzdatniających biogaz do jakości biometanu.

Tylko wybudowanie zbiorników fermentacyjnych (3szt.) oraz zbiornika przeznaczonego na magazynowanie pofermentu pochłania średnio ok. 1,4 tys. $m^3$ betonu oraz 60–70 ton stali. Do tego dochodzą pozostałe materiały budowlane oraz izolacyjne, kruszywo, tereny utwardzone (beton lub kostka) oraz wiele innych.

Budowa instalacji wytwarzania biometanu wiąże się również z rozwojem krajowych przedsiębiorstw z branż zajmujących się automatyką, urządzeniami pomiarowymi, specjalistycznym osprzętem. Dotychczasowe doświadczenia w ww. zakresie wskazują, nawet mimo stosunkowo ograniczonego rozwoju sektora biogazu w ostatnich latach, na istotny udział firm krajowych w zleceniach dotyczących budowy i obsługi poszczególnych instalacji.

Ponadto, generuje ona dodatkowe miejsca pracy w tych sektorach i zapotrzebowanie na pracowników o wysokich kwalifikacjach zawodowych. Instalacja biogazowa jest instalacją interdyscyplinarną, która na potrzeby rozwoju, budowy i wsparcia eksploatacji będzie wymagała szerokiego grona specjalistów począwszy od biotechnologów a na specjalistach IT kończąc.

Tworzenie tzw. lokalnych łańcuchów wartości dodanej to nie tylko aktywizacja gospodarcza wsi oraz zwiększenie zatrudnienia wśród społeczności lokalnej oraz jednostek gospodarczych branży rolniczej. To również zagadnienia związane z zapewnieniem efektywnego wykorzystania i maksymalizacji krajowych zdolności w zakresie techniki i technologii biogazowych i biometanowych, a także posiadanego w tym obszarze potencjału intelektualnego, z uwzględnieniem optymalizacji międzynarodowej współpracy.

**7. Ograniczenie emisji metanu do atmosfery**

Metan (CH4) jest drugim najpowszechniejszym gazem cieplarnianym, którego emisje antropogeniczne są związane w dużej mierze z rolnictwem, skąd pochodzi ok. 30% emisji tego gazu jako efektu fermentacji jelitowej oraz gospodarowania obornikiem.

Wykorzystanie energetyczne biometanu będzie powodować redukcję emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, która nie wiąże się tylko i wyłącznie z ograniczeniem gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych.

Instytut Technologiczno-Przyrodniczy szacuje, że tylko odchody bydła i trzody chlewnej stanowią w kraju ok. 99 mln ton – powodując istotne emisje metanu i podtlenku azotu, przy zgodnie z danymi KOWR w 2019 r. do wytwarzania biogazu wykorzystano zaledwie 733 tys. ton gnojowicy. Należy w tym względzie zaznaczyć na malejący aspekt społecznej akceptacji dla procesu surowego umieszczania gnojowicy i obornika na polach.

**8. Realizacja celów OZE w transporcie**

Zakres obowiązków określonych w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych potwierdza zasadność poszukiwania nowych rodzajów biomasy, substratów do ich produkcji np. bioodpadów, co wynika z koncentrowania się na rozwoju nowych technologii zwiększających wykorzystanie biopaliw zaawansowanych, tj. wytwarzanych przede wszystkim z surowców o charakterze odpadowym i niespożywczym.

Biometan wytworzony z surowców wskazanych w zał. IX cz. A ww. dyrektywy umożliwia spełnienie wymogów w zakresie minimalnego udziału tzw. advanced biofuels, który w 2030 r. powinien wynieść 3,5% całkowitego zużycia energii w transporcie. **Zastosowanie biometanu do celów transportowych, istotnie zwiększa szansę realizacji celów OZE w transporcie.**

Zaletą tego rozwiązania jest również fakt, że wykorzystanie biometanu daje możliwości zastosowania go do produkcji biowodoru w oparciu o proces reformingu parowego na instalacji, która obecnie jest zasilana gazem ziemnym. Wytworzony biowodór stosuje się następnie do procesów hydrorafinacji ropy naftowej, w ramach której powstają, m.in. paliwa ciekłe, tj. olej napędowy oraz benzyny silnikowe.

Przyjęte rozwiązanie przede wszystkim nie wymaga konieczności ponoszenia nakładów na kosztowną infrastrukturę magazynową oraz dystrybucyjną dla potrzeb dostarczania biometanu konsumentom, niezbędną w przypadku stosowania go bezpośrednio w pojazdach drogowych, jako CNG lub LNG. Co więcej, nie ma również potrzeby rozbudowy czy też modernizacji istniejącej floty pojazdów mogących korzystać z biometanu, ponieważ wytworzone w ten sposób biokomponenty zawarte w paliwie ciekłym w praktyce w żaden sposób nie wpływają na zmianę parametrów jakościowych produktu końcowego.

Jest to więc rozwiązanie efektywne kosztowo z punktu widzenia podmiotów realizujących NCW, ponieważ odbiór biometanu z sieci gazowej i skierowanie go na instalację produkcji wodoru odnawialnego ogranicza koszty jakie należałoby ponieść na rozbudowę infrastruktury paliwowej w kontekście dodawania innych rodzajów biokomponentów (HVO, itp.) oraz wydatki na import advanced biofuels.

Wszystkie instalacje produkujące paliwa ciekłe w PKN Orlen S.A. oraz Lotos SA mogą korzystać z tego rozwiązania, łączne zapotrzebowanie szacuje się na poziomie 600–700 mln $m^3$ rocznie.

**9. Impuls do rozwoju lokalnych rynków energii i gazu**

Biogazownie rolnicze funkcjonują przede wszystkim na terenach wiejskich, gdzie infrastruktura elektroenergetyczna znajduje się w pogorszonym stanie technicznym (np. stare stacje transformatorowe, końcówki sieci, itp.) oraz występują braki dostępu do sieci gazowych, a głównym źródeł ciepła są wciąż domowe piece węglowe. Często są to również tereny popegeerowskie o wysokim bezrobociu strukturalnym.

Powstawanie biogazowni na tego typu terenach poprawi przede wszystkim infrastrukturę techniczną, wpływającą na jakość życia, dając impuls do tworzenia lokalnego rynku energii, np. przez tworzenie spółdzielni energetycznych, klastrów energii, które w zamierzeniach, dla poprawy lokalnej infrastruktury miały przejmować końcówki sieci celem budowania spójnego modelu energetycznego. Dzięki takim rozwiązaniom okoliczni mieszkańcy zyskują dostęp do ekologicznych źródeł energii elektrycznej, cieplnej oraz gazowej.

**Załącznik nr 2 – Założenia systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych i wsparcia operacyjnego**

| Wyszczególnienie | Jednostka | Biogaz | Biomasa | **Hydroenergia** (nie uwzględniano jednostek większych niż 5 MW) | UWAGI |
|---|---|---|---|---|---|
| **Procentowy udział instalacji wg. mocy wychodzącej z systemu wsparcia** | MW, % | <0,5MW- 16,96<br>0,5-1MW - 35,26%<br>>1MW - 48.04% | <0,5MW - 0,04%<br>0,5-1MW - 0,26%<br>>1MW - 99,7% | <0,5MW - 6,17%<br>0,5-1MW - 4,46%<br>1MW-5MW- 15,55% | *Wg danych URE za 2020 rok.* |
| **Wydajność instalacji** | h/rok | 7700 | 7000 | 4800-5600 | *Wyliczenia własne.*<br><br>*Biogaz: przyjęte stawki dla biogazu rolniczego z CHP*<br>*Biomasa: przyjęte stawki dla instalacji <50MW z CHP.*<br><br>*Hydroenergetyka: w podziale na moc zainstalowaną.* |
| **Cena referencyjna*** | PLN/MWh | 670-760 zł | 490,00 zł | 550-640 zł | |
| **CAPEX** | PLN/MW | <0,5MW – 20 000 000,00 zł<br>0,5-1MW – 17 500 000,00 zł<br>>1MW – 15 300 000,00 zł | 13 000 000,00 zł | <0,5MW- 20 000 000,00 zł<br>0,5-1MW – 21 700 000,00 zł<br>>1MW – 23 300 000,00 zł | |
| **Cena hurtowa energii elektrycznej** | PLN/MWh | 2021: 353,56 zł | | | *Średnia ważona wolumenem obrotu cena na RDN ukształtowała się w czerwcu 2021 roku. Źródło: TGE.* |
| **Poziom inflacji** | % | 3,2% od roku 2023 | | | *Wg projekcji NBP.* |
| **Okres wsparcia przy pokryciu kosztów operacyjnych - wsparcie operacyjne** | rok | 10 | | | *Założenia projektu.* |
| **Okres wsparcia przy modernizacji instalacji** | rok | 15 | | | *Założenia projektu.* |
| **Podział między systemem wsparcia dla instalacji zmodernizowanych a operacyjnym systemem wsparcia** | 50% instalacji przejdzie do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych<br>50% instalacji przejdzie do systemu wsparcia operacyjnego | | | | |

** Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 kwietnia 2021 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r. (Dz. U. z 2021 r. poz. 722).*

*Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

**Załącznik nr 3 – Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).**

| Moc instalacji [MW] | Biogaz | Biomasa (bez współspalania) | Woda < 5MW |
|---|---|---|---|
| **2020-2023** | 54,615 | 172,414 | 246,243 |
| **2024** | 16,273 | 13,840 | 1,213 |
| **2025** | 11,996 | 68,050 | 0,000 |
| **2026** | 20,603 | 36,111 | 1,618 |
| **2027** | 27,760 | 277,480 | 3,852 |
| **2028** | 30,994 | 112,183 | 1,054 |
| **2029** | 26,308 | 14,428 | 1,801 |
| **2030** | 23,948 | 77,248 | 1,255 |
| **SUMA** | **212,497 MW** | **771,754 MW** | **257,035 MW** |

**Załącznik nr 4 - Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii**

Uwzględniając założenia dotyczące rozwoju sektora klastrów energii, zawarte w pkt 2 OSR *(ppkt Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii)*, w tym wskazujące na powstanie do roku 2029 ok. 300 inicjatyw klastrowych, dysponujących mocą wytwórczą na poziomie 840GWh rocznie, dokonano oszacowania wpływu planowanych regulacji na poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w okresie planowanego wsparcia jak również na sektor energetyczny.

Zgodnie z założeniami, poziom wsparcia klastrów energii będzie uzależniony od poziomu zużycia własnego rozumianego jako ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez członków klastra energii wyznaczonej dla każdej godziny.

Na potrzeby oszacowania całkowitych kosztów instrumentów wsparcia dla klastrów energii wprowadzanych projektem ustawy dokonano obliczeń zgodnie z poniższymi tabelami. Zgodnie z projektem ustawy, klaster energii, którego członkowie będą korzystać z instrumentów wsparcia przewidzianych w projekcie ustawy, będzie z chwilą wejścia w życie przepisów zobowiązany wykazać się 40% poziomem zużycia własnego, który wzrośnie od roku 2027 do 50%. Spełniając ww. wymagania członkowie klastra energii będą uprawnieni do korzystania ze zwolnienia z części opłat w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków klastra energii. Zwolnienie to obejmować będzie opłatę OZE oraz opłatę kogeneracyjną. Poniższa tabela prezentuje szacowany poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w sytuacji wykazania minimalnego poziomu zużycia własnego.

*Tabela 1: Prognozowany poziom wsparcia członków klastra energii przy poziomie zużycia własnego na poziomie co najmniej 40% w latach 2024-2026 oraz przy poziomie zużycia własnego co najmniej 50% w latach 2027-2029.*

| Rok | Produkcja energii elektrycznej (MWh) | Instrumenty wsparcia członków klastra energii | | | | | Szacowany poziom wsparcia członków klastra energii |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Opłata OZE | Opłata kogeneracyjna | Zielone certyfikaty | Białe certyfikaty | Błękitne certyfikaty | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 2*(3+4+5+6+7) |
| 2024 | 232500 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 786082515 721 650,00 zł |
| 2025 | 540000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 18 257 400,00 zł |
| 2026 | 615000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 20 793 150,00 zł |
| 2027 | 690000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 23 328 900,00 zł |
| 2028 | 765000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 25 864 650,00 zł |
| 2029 | 840000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 28 400 400,00 zł |
| **Suma** | **3 682 500** | | | | | | **124 505 325,00 zł** |
| **Średnio na 1 MWh** | | | | | | | **33,81 zł** |

*Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

*Do obliczeń przyjęto poziom energii objęty instrumentami wsparcia na podstawie szacunków dokonanych przez KIKE. Poziom opłaty OZE przyjęto zgodnie z danymi Prezesa URE za 2021 rok (https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html).*
*Poziom opłaty kogeneracyjnej został przyjęty zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska o sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2021.*
*Ceny praw majątkowych wyznaczone zostały przy następujących założeniach:*
*Zielone certyfikaty – cena 140,60 i 19,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*
*Białe certyfikaty 1785,00 zł i 1,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*
*Błękitne certyfikaty – cena 301,50 i 0,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*

Projektowane wsparcie dla klastrów energii będzie związane ze zmniejszeniem obciążeń wynikających z opłaty dystrybucyjnej dla członków klastra energii dla energii wytworzonej z OZE i skonsumowanej w klastrze. Wartość ta będzie dzielona w klastrze między podmioty wytwarzające energię i jej odbiorców.

Wejście w życie projektowanych przepisów powoduje, że sprzedawca energii zostanie zwolniony z obowiązku naliczania i uiszczania opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej dla wolumenu energii wytwarzanej z OZE. Jednocześnie cały wolumen energii wytworzonej z OZE w ramach klastra energii zostaje zwolniony z konieczności umarzania świadectw pochodzenia energii.

W celu obliczenia wartości korzyści wynikających ze zwolnienia energii wytworzonej i skonsumowanej w ramach klastra energii z opłat z tytułu umarzania certyfikatów wyznaczono ich wartość w rachunku odbiorcy końcowego. Ceny certyfikatów przyjęte zostały z danych giełdowych, procentowy udział prawa majątkowego – zgodnie z założeniami na rok 2020. W przypadku zielonych i błękitnych certyfikatów stanowi to iloczyn ceny certyfikatu i ww. procentowego udziału, zaś dla wyznaczenia wartości białych certyfikatów wykorzystano wzór.

Tak wyznaczone wartości stanowią odzwierciedlenie tych składników w rachunku powodując określoną korzyść finansową. Szacuje się, że będzie to kwota ok. 33,81 zł/MWh, która będzie mogła zostać podzielona w klastrze na wytwórcę i odbiorcę – zatem korzyść z tak prezentowanego rozwiązania odniosą obie strony. Mechanizm rozdysponowania kwoty korzyści znajduje się w gestii członków klastra energii. W modelu biznesowym klastra energii istotne będzie bowiem pozyskiwanie nowych wytwórców energii z OZE, którzy będą dążyć do uzyskania możliwie wysokich cen za energię elektryczną. Podmiotom tym zostanie dopłacona pewna część środków z wygenerowanej korzyści finansowej. Z drugiej zaś strony odbiorcy dążąc do uzyskania jak najniższych cen energii będą skłonni wchodzić do klastra, jeżeli ich „korzyść" (stanowiąca część kwoty 33,81 zł/MWh) będzie jak największa.

Zaprezentowane w tabeli 1 dane wskazują estymację wpływu wsparcia w okresie do dnia 31 grudnia 2029, w którym wsparciem byłoby objęte 4 110 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE w klastrach energii. Członkowie klastrów energii otrzymaliby w związku z powyższym wsparcie ogółem oszacowane na poziomie 124 505 325,00zł, co daje średnie wsparcie na poziomie 33,81 zł/MWh.

Jednocześnie, dla członków klastrów energii, którzy wykazaliby wyższy poziom zużycia własnego tj. powyżej 60%, przewidziany jest dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej. Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada 5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem zużycia własnego o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosu 25%.

*Tabela 2. Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego powyżej 60%.*

| Rok | Produkcja energii elektrycznej [MWh] | Poziom autokonsumpcji 60% | Upust | Instrumenty wsparcia członków klastra energii | | | Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej | | | Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Stawka jakościowa | Składnik zmienny opłaty sieciowej | | Upust w stawce jakościowej | Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej | Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej | Minimalna suma wsparcia | Maksymalna suma wsparcia |
| | | | | | Poziom minimalny | Poziom maksymalny | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 (2x3x4x5) | 9 (2x3x4x6) | 10 (2x3x4x7) | 11 (8+9) | 12 (8+10) |
| 2024 | 232500 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 92 976,75zł | 108 740,25zł | 1 815 592,50zł | 201 717,00zł | 1 908 569,25 zł |
| 2025 | 540000 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 215 946,00 zł | 252 558,00 zł | 4 216 860,00 zł | 468 504,00 zł | 4 432 806,00 zł |
| 2026 | 615000 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 245 938,50 zł | 287 635,50 zł | 4 802 535,00 zł | 533 574,00 zł | 5 048 473,50 zł |
| 2027 | 690000 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 275 931,00 zł | 322 713,00 zł | 5 388 210,00 zł | 598 644,00 zł | 5 664 141,00 zł |
| 2028 | 765000 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 305 923,50 zł | 357 790,50 zł | 5 973 885,00 zł | 663 714,00 zł | 6 279 808,50 zł |
| 2029 | 840000 | 60 % | 5 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 335 916,00 zł | 392 868,00 zł | 6 559 560,00 zł | 728 784,00 zł | 6 895 476,00 zł |
| **Suma** | **3 682 500** | | | | | | **1 472 631,75 zł** | **1 722 305,25 zł** | **28 756 642,50 zł** | **3 194 937,00 zł** | **30 229 274,25zł** |
| **Średnio na 1 MWh** | | | | | | | **0,40 zł** | **0,47 zł** | **7,81 zł** | **0,87 zł** | **8,21 zł** |

*Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*
*Do obliczeń przyjęto wartości z Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A. na rok 2020.*

Kolejnym pozytywnym efektem rozwoju klastrów energii będzie zwiększanie możliwości zużycia własnego klastrów. W takim przypadku, zgodnie z założeniami projektu ustawy, pojawiają się bowiem kolejne zwolnienia w opłatach w taryfie dystrybucyjnej, tj. w stawce jakościowej oraz zmiennych składnikach taryfy dystrybucyjnej. Również uzyskane efekty finansowe będą rozdysponowane między wytwórców energii z OZE a odbiorców energii. W zależności od

osiągniętego poziomu zużycia własnego w klastrze zwolnienie to będzie wynosiło od 5% do 25 % (stawki jakościowej i zmiennych składników opłaty dystrybucyjnej).

Zaprezentowane w tabeli 2 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 energii, klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego powyżej 60% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 0,87 zł/MWh do 8,21zł/MWh.

Analogiczna estymacja ale przy założeniu poziomu zużycia własnego wynoszącego 100% przedstawiona została w kolejnej tabeli poniżej.

*Tabela 3 Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego na poziomie 100%.*

| Rok | Produkcja energii elektrycznej [MWh] | Poziom autokonsumpcji 100% | Upust | Instrumenty wsparcia członków klastra energii | | | Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej | | | Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Stawka jakościowa | Składnik zmienny opłaty sieciowej | | Upust w stawce jakościowej | Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej | Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej | Minimalna suma wsparcia | Maksymalna suma wsparcia |
| | | | | | Poziom minimalny | Poziom maksymalny | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 (2x3x4x5) | 9 (2x3x4x6) | 10 (2x3x4x7) | 8+9 | 8+10 |
| 2024 | 232500 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 774 806,25zł | 906 168,75zł | 15 129 937,50zł | 1 680 975,00zł | 15 904 743,75zł |
| 2025 | 540000 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 1 799 550,00 zł | 2 104 650,00 zł | 35 140 500,00 zł | 3 904 200,00 zł | 36 940 050,00 zł |
| 2026 | 615000 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 049 487,50 zł | 2 396 962,50 zł | 40 021 125,00 zł | 4 446 450,00 zł | 42 070 612,50 zł |
| 2027 | 690000 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 299 425,00 zł | 2 689 275,00 zł | 44 901 750,00 zł | 4 988 700,00 zł | 47 201 175,00 zł |
| 2028 | 765000 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 549 362,50 zł | 2 981 587,50 zł | 49 782 375,00 zł | 5 530 950,00 zł | 52 331 737,50 zł |
| 2029 | 840000 | 100 % | 25 % | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 799 300,00 zł | 3 273 900,00 zł | 54 663 000,00 zł | 6 073 200,00 zł | 57 462 300,00 zł |
| **Suma** | **3682500** | | | | | | **12 271 931,250 zł** | **14 352 543,75 zł** | **239 638 687,50zł** | **26 624 475,00zł** | **251 910 618,75 zł** |
| **Średnio na 1 MWh** | | | | | | | **3,33 zł** | **3,90 zł** | **65,08 zł** | **7,23 zł** | **68,41 zł** |

*Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

Zaprezentowane w tabeli 3 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2029 r., klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego na poziomie 100% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 7,23 zł/MWh do 68,41 zł/MWh.

Kluczowym elementem projektowanych rozwiązań jest wygenerowanie wartości dodanej w postaci wyraźnych oszczędności w ramach klastra energii, która to będzie rozdysponowywana przez sam klaster. Pozwala to na budowanie bardzo zindywidualizowanych modeli biznesowych, w czym istotną rolę odegra koordynator klastra, który dla budowy strategii wykorzystuje wspomnianą wartość dodaną wygenerowaną w klastrze.

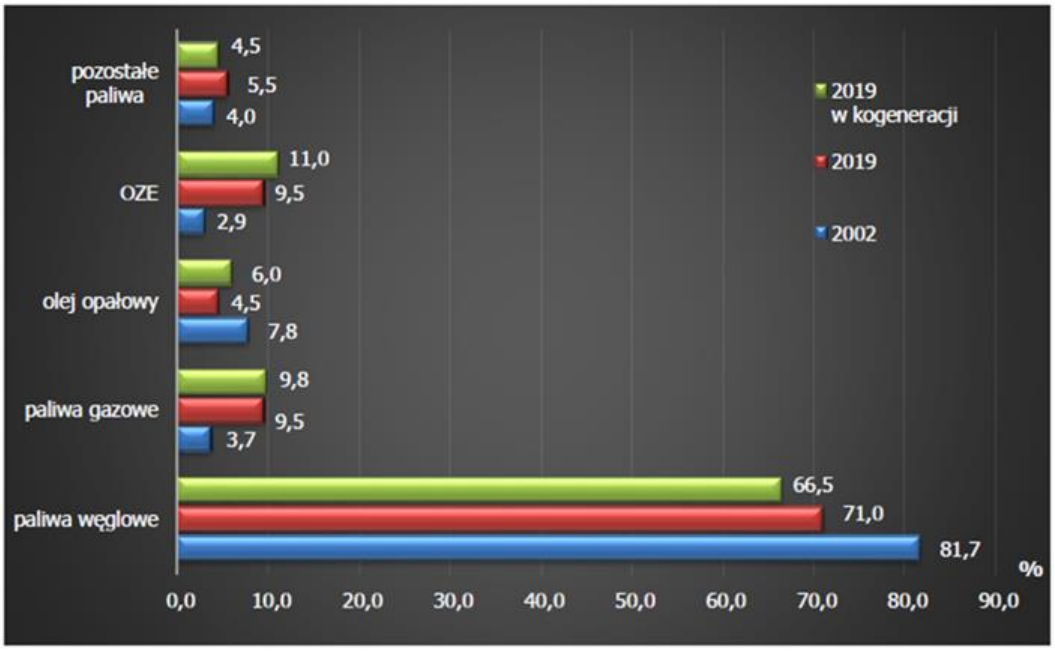
Klaster energii,abymóc wejść do systemu rozwiązań zaproponowanych w ramach projektu ustawy będzie zobowiązany wykazać 40% poziom zużycia własnego (od roku 2027 – 50%). Wówczas uzyskuje on uprawnienie do skorzystania ze zwolnienia w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków tego klastra. Na zwolnienie to składa się zwolnienie z opłaty OZE oraz z opłaty kogeneracyjnej. Dodatkowo, w stosunku do energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra, a wytworzonej z OZE również przez członków tego klastra wprowadza się brak obowiązku umarzania certyfikatów. Zwolnienie z opłaty kogeneracyjnej, opłaty OZE oraz z konieczności umarzania certyfikatów daje oszczędności w postaci obciążeń widocznych w rachunku odbiorców i to jest wartość dodana, która może być rozdysponowana w klastrze energii. Projektowane rozwiązanie nie ingeruje w sam system certyfikatów, a jedynie wprowadza zwolnienie dla energii z OZE wytworzonej w ramach klastra.

Projektowane rozwiązanie łączy się również z korzyściami dla systemu elektroenergetycznego, bowiem konsumpcja energii w miejscu jej wytworzenia (lub w bliskim sąsiedztwie) daje oszczędności w obszarze możliwości uniknięcia strat technicznych na sieciach. Szacuje się, iż wynoszą one ok 4,13 zł/ MWh (straty techniczne OSP) i 8 zł/MWh (straty techniczne OSD). Ponadto, jest możliwe obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych (ok. 16,63 zł/MWh). Łącznie mowa jest o oszczędnościach sięgających 28,76 zł/MWh.

**Załącznik nr 5 - Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze**

Ciepło sieciowe w Polsce jest wytwarzane głównie z paliw węglowych, których udział w jego wytwarzaniu przekracza 70 %. W stosunku do roku 2002 udział ten zmniejszył się o około 10 p.p., co można uznać za zachowanie znaczącej przewagi paliw węglowych stosowanych do wytwarzania ciepła.
Udział odnawialnych źródeł energii na przestrzeni 19 lat zwiększył się zaledwie o 6,6 p.p., co dowodzi braku prostych i mało kosztownych rozwiązań, umożliwiających powszechne stosowanie OZE w ciepłownictwie. Należy także mieć na uwadze, że zwiększony udział OZE został spowodowany współspalaniem biomasy w jednostkach kogeneracji ze względu na możliwość skorzystania z mechanizmu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji wykorzystujących OZE.

*Rysunek 1. Struktura paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w roku 2002 i 2019 oraz w 2019 r. w kogeneracji – źródło: Energetyka cieplna w liczbach*

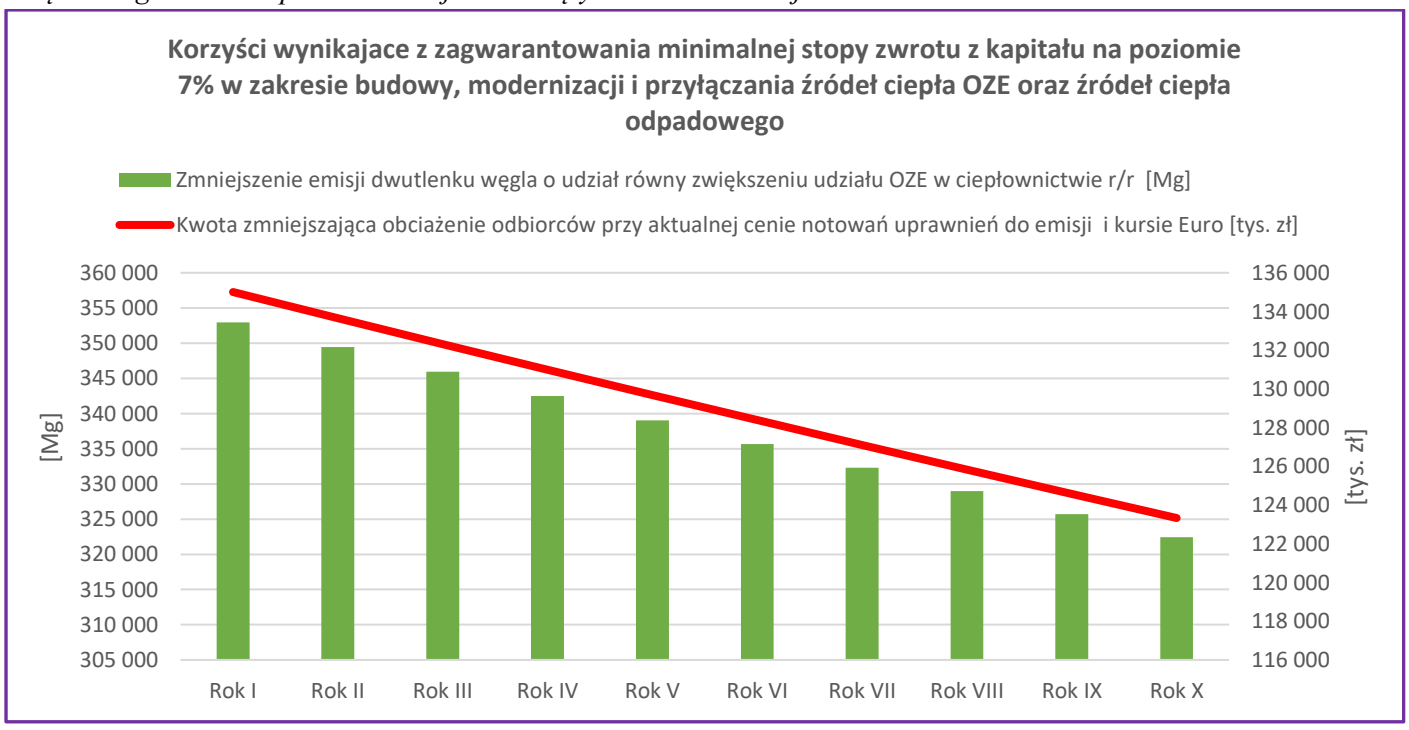



Polska posiada potencjał dostawy ciepła sieciowego, jednak gros źródeł opalanych jest paliwami kopalnymi, z przeważającym udziałem paliw węglowych. Zmiana sposobu wytwarzania ciepła lub rodzaju paliwa w istniejącym źródle jest przedsięwzięciem kosztowym, zwłaszcza, że przy zmianie paliwa należałoby rozważać konwersję źródła wytwarzającego ciepło na źródła kogeneracyjne.
Zachęta w postaci zapewnienia minimalnej, 7% stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego przewidziana w ustawie – Prawo energetyczne spowoduje korzyść, zarówno na rzecz ochrony środowiska przez redukcje emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i da korzyść ekonomiczną dla odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa, niż zwiększona, ponad uznawaną aktualnie przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą wytwarzania, dystrybucji i obrotu ciepłem, która jest przenoszona w taryfie.

*Tabela 1. Dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla oraz zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału*

| | **Nakłady inwestycyjne związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska** | **Kwota należnego zwrotu z kapitału zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1b projektu ustawy OZE** | **Kwota należnego zwrotu z kapitału w I kwartale 2022 r. zgodnie z informacją Prezesa URE** | **Różnica pomiędzy kwotą zwrotu z kapitału ustalonego zgodnie z informacją Prezesa URE, a kwotą ustaloną zgodnie z projektem ustawy OZE** | **Wielkość emisji dwutlenku węgla** | **Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o udział równy zwiększeniu udziału OZE w ciepłownictwie r/r** | **Kwota zmniejszająca obciążenie odbiorców przy aktualnej cenie notowań uprawnień do emisji ~ 85 Euro i kursie ~ 4,5 zł/Euro** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **[tys. zł]** | **[tys. zł]** | **[tys. zł]** | **[tys. zł]** | **[Mg]** | **[Mg]** | **[tys. zł]** |
| | Energetyka cieplna w liczbach dane za rok 2019 | 7,00% | 4,80% | | Energetyka cieplna w liczbach dane za rok 2019 | Zgodnie z RED II w każdym roku 1 p.p. dla ciepła systemowego | Suma z 10 lat |
| Baza 2019 | **3 481 161,30** | **243 681,29** | **167 095,74** | **76 585,55** | **35 295 760,70** | **3 374 907,40** | **1 290 902,08** |
| | **Przy założeniu 10% nakładów 2019 w każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** | **W każdym kolejnym roku** |
| Rok I | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 34 942 803,09 | 352 957,61 | 135 006,28 |
| Rok II | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 34 593 375,06 | 349 428,03 | 133 656,22 |
| Rok III | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 34 247 441,31 | 345 933,75 | 132 319,66 |
| Rok IV | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 33 904 966,90 | 342 474,41 | 130 996,46 |
| Rok V | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 33 565 917,23 | 339 049,67 | 129 686,50 |
| Rok VI | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 33 230 258,06 | 335 659,17 | 128 389,63 |
| Rok VII | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 32 897 955,48 | 332 302,58 | 127 105,74 |
| Rok VIII | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 32 568 975,92 | 328 979,55 | 125 834,68 |
| Rok IX | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 32 243 286,16 | 325 689,76 | 124 576,33 |
| Rok X | 348 116,13 | 24 368,13 | 16 709,57 | 7 658,55 | 31 920 853,30 | 322 432,86 | 123 330,57 |

*Rysunek 2. Redukcja emisji wynikająca z inwestycji w źródła ciepła OZE lub źródła ciepła odpadowego oraz bilans zwiększonego kosztu kapitału w relacji z unikniętymi kosztami emisji*



**Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze**

W kwietniu 2018 roku Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, na prośbę Ministerstwa Energii, przeprowadziła wśród zrzeszonych w niej przedsiębiorstw ciepłowniczych badanie, na podstawie którego stwierdzono, że na 255 systemów ciepłowniczych eksploatowanych przez członków Izby (na łączną liczbę 412 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych - wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.), które obejmują około 85% ogólnego wolumenu ilości ciepła dostarczanego z systemów ciepłowniczych w Polsce, tylko ok. 20% spełnia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Ten stan generalnie nie zmienił się do 2021 r.

*Tabela 2. Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła w 2018 i 2019 r. wg: Energetyka cieplna w liczbach*

| W roku | Produkcja ciepła | | Ciepło z odzysku | Potrzeby własne | Ciepło oddane do sieci | Straty ciepła | Ciepło odebrane z sieci |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ogółem | w tym z CHP | | | | | |
| | [TJ] | | | | | | |
| 2018 | 376 010,2 | 268 617,4 | 35 631,2 | 144 419,2 | 267 222,2 | 33 548,0 | 233 674,1 |
| 2019 | 365 628,7 | 237 466,9 | 34 717,0 | 141 436,3 | 258 909,4 | 32 237,6 | 226 671,8 |

W 2019 r. udział ciepła z kogeneracji wynosił 65 %. produkcji ciepła ogółem i wzrósł o 1,5 punktu procentowego w stosunku do roku 2018. Jednak należy zwrócić uwagę na fakt, że systemy ciepłownicze, które znajdują się w grupie spełniających kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, to systemy dostarczające ciepło odbiorcom w największych miastach Polski i najczęściej status efektywnego systemu ciepłowniczego jest uzyskiwany ze względu na źródła kogeneracyjne opalane paliwami węglowymi. Dane z załączonych poniżej tabel wskazują na przewagę paliw kopalnych w procesie wytwarzania ciepła.

*Tabela 3. Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw w 2018 i 2019 r. na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach*

| W roku | Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Paliwa węglowe | Paliwa olejowe | Paliwa gazowe | Biomasa i biogaz | Odpady komunalne | Inne odnawialne |
| | [TJ] | | | | | |
| 2018 | 279 554,4 | 18 359,2 | 35 368,2 | 24 390,5 | 3 478,9 | 710,5 |
| 2019 | 268 117,7 | 17 193,6 | 36 402,3 | 26 786,3 | 4 447,8 | 735,1 |

Zaproponowane w niniejszej ustawie zmiany mają na celu zwiększenie udziału efektywnych systemów ciepłowniczych z ukierunkowaniem na kryterium 50% udziału energii z odnawialnych źródeł energii (w tym ciepła), bowiem mimo poprawy wskaźników emisyjności stosowane paliwo węglowe i inne paliwa kopalne nie sprostają wyznaczonym celom emisyjności źródeł.

*Tabela 4. Wskaźniki techniczne ciepłownictwa na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach*

| W roku | Sprawność wytwarzania | Sprawność przesyłania | Intensywność emisji | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $CO_2$ | $SO_2$ | $NO_x$ | Pyły |
| | [%] | | [tona /TJ] | | | |
| 2002 | 79,7 | 88,2 | 120,8 | 0,73 | 0,26 | ------- |
| 2005 | 85,3 | 88,1 | 110,4 | 0,52 | 0,18 | 0,13 |
| 2018 | 85,6 | 86,6 | 99,3 | 0,18 | 0,11 | 0,02 |
| 2019 | 85,8 | 86,7 | 96,5 | 0,16 | 0,13 | 0,02 |

Należy zwrócić uwagę na fakt, że powyższa tabela uwzględnia uśrednione wskaźniki dla wszystkich źródeł. Na poprawę tych wskaźników podstawowy wpływ mają duże źródła, które dokonały już ograniczenia emisyjności. Poważnym problem z ograniczeniem emisyjności będą miały źródła z obszaru non-ETS stosujące paliwa kopalne.

Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

**RAPORT Z KONSULTACJI**

**projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw**

## 1. Omówienie wyników przeprowadzonych konsultacji publicznych i opiniowania

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

W dniu 25 lutego 2022 roku projekt został przekazany do konsultacji publicznych (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Enea Operator Sp. z o.o.;
2) Energa-Operator S.A.;
3) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.;
4) PGE Dystrybucja S.A.;
5) Tauron Dystrybucja S.A.;
6) PKP Energetyka S.A.;
7) Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.;
8) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
9) Client Earth;
10) Fundacją Greenpeace Polska;
11) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
12) Fundacją WWF Polska;
13) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
14) Instytut Energetyki Odnawialnej;
15) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
16) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
19) Izba Gospodarcza Gazownictwa
20) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
21) Izba Projektowania Budowlanego;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
24) Polska Geotermalna Asocjacja;
25) Polska Izba Biomasy;
26) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
27) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
28) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
29) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
30) Polskie Centrum Akredytacji;
31) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
32) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
33) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;

34) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
35) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
36) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
37) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła;
38) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
39) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
40) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
41) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
42) Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
43) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
44) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
45) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
46) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
47) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
48) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
49) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
50) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
51) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych;
52) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU;
53) Towarowa Giełda Energii S.A.;
54) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
55) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
56) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
57) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
58) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
59) Związek Banków Polskich;
60) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej;
61) Baltic Power;
62) Baltic Trade and Invest;
63) Equinor;
64) Northland Power;
65) Ocean Winds;
66) Ørsted;
67) PGE Baltica;
68) Polenergia;
69) RWE;
70) Sea Wind;
71) Synthos Green Energy.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
4) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
5) Urząd Regulacji Energetyki;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP;
2) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
3) Związek Rzemiosła Polskiego;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt ustawy, z uwagi na regulacje w zakresie funkcjonowania klastrów energii, w szczególności ich terytorialnego zakresu działania, wymagał zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego (KWRiST), zgodnie z zakresem spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej. W dniu 21 grudnia 2022 r. KWRiST wydała opinię negatywną o projekcie ustawy wskazując, że projekt nie uwzględnia istotnych postulatów środowiska samorządowego w zakresie m.in:
1) biomasy (postulat usunięcia z jej definicji biomasy stałej, która nadal stanowi jedno z głównych źródeł produkcji oze),
2) wodoru (postulat ograniczenia definicji wodoru jedynie do tego *stricte* odnawialnego z uwagi na znaczące ilości energii niezbędne do jego wytworzenia),
3) klastrów energii (postulaty: zwolnienia klastrów z opłat za dystrybucję energii celem obniżenia kosztów jej wytwarzania; umożliwienia uczestnictwa w klastrach związków i stowarzyszeń jednostek samorządu terytorialnego działających w obszarze energetyki, w celu poprawy efektywności ich działania),
4) regulacji dla lokalizacji lądowych elektrowni wiatrowych (zmiany reguły 10h).
W opinii projektodawcy zastrzeżenia KWRiST, jakkolwiek ważne i rozważane do uwzględnienia przy dalszych pracach nad powyższymi zagadnieniami, nie są uwagami o charakterze zasadniczym dla projektu ustawy i nie mają wagi wstrzymującej jego dalsze procedowanie. Co więcej, w przypadku kwestii reguły 10h, pozostają one poza zakresem przedmiotowym niniejszego projektu, zaś w pewnych kwestiach ich pełne i proste uwzględnienie nie jest możliwe z uwagi na regulacje unijne (np. w przypadku zmiany definicji biomasy oraz zwolnienia klastrów z opłat za dystrybucję; przy czym projekt zawiera rozwiązania preferencyjne dla klastrów w zakresie opłat dystrybucyjnych).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Do projektu zgłoszono 1012 uwag w ramach procesu opiniowania i konsultacji, których autorami jest ponad 100 podmiotów.

W opiniowaniu uwagi zgłosili:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Urząd Regulacji Energetyki;
4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
5) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan.

Z uwagi na obszerność uwag, a także niezwykle szeroki ich zakres, ich zestawienie oraz stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska stanowi załącznik do niniejszego raportu.

Należy ponadto wskazać, że w trakcie trwania procesu rozpatrywania uwag w procesie konsultacji i opiniowania, zdecydowano o wyłączeniu z projektu regulacji z dziedziny morskich farm wiatrowych. Stało się tak z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze i w konsekwencji przepisy dotyczące ww. kwestii zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*.

2. **Przedstawienie wyników zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji albo uzgodnienia projektu z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym**

Projektowana regulacja będzie wymagać notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oprócz tego, projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

3. **Wskazanie podmiotów, które zgłosiły zainteresowanie pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa, wraz ze wskazaniem kolejności dokonania zgłoszeń albo informację o ich braku.**

Nie odnotowano zgłoszeń zainteresowanych podmiotów w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa.

**Załącznik:**

Tabele zgłoszonych uwag w procesie konsultacji publicznych i opiniowania wraz ze stanowiskiem MKiŚ

Minister do Spraw
Unii Europejskiej

DPUE.920.327.2022.MR(26)
Warszawa, 18 kwietnia 2023 r.
Dot.: RM-0610-45-23 z 14.04.2023 r.

**Pan Łukasz Schreiber**
Sekretarz Rady Ministrów

**Opinia**
**o zgodności z prawem Unii Europejskiej *projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,* wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej**

*Szanowny Panie Ministrze,*

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

**Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.**

*Z wyrazami szacunku*

z upoważnienia Ministra do Spraw Unii Europejskiej

**Karolina Rudzińska**
Podsekretarz Stanu
w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów
*/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/*

Do wiadomości:

Pani Anna Moskwa
Minister Klimatu i Środowiska

Telefon: +48 22 694 7540
adres email: SMUE@kprm.gov.pl
www.gov.pl/web/premier

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów
Al. Ujazdowskie 1/3
00-583 Warszawa

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu**

Na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383 i 2370 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Wzór sprawozdania wytwórcy:

1) energii w małej instalacji określa załącznik nr 1 do rozporządzenia;

2) biogazu lub biometanu określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[2)]

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 grudnia 2022 r. w sprawie wzoru sprawozdania półrocznego wytwórcy energii w małej instalacji (Dz. U. poz. 2809), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 1 ustawy z dnia……2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …).

Załączniki
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(Dz. U. poz. )

Załączniki nr 1

*WZÓR*

**SPRAWOZDANIE WYTWÓRCY ENERGII W MAŁEJ INSTALACJI**

| Sprawozdanie wytwórcy energii w małej instalacji za I/II półrocze 20.. r. [1) 2)] | | |
|---|---|---|
| Numer identyfikacyjny małej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji | | |
| Siedziba wytwórcy energii w małej instalacji | | |
| NIP wytwórcy energii w małej instalacji | | |
| Opis małej instalacji | Lokalizacja [3)] | |
| | Rodzaj [4)] | |
| | Moc zainstalowana elektryczna, wyrażona w MW z dokładnością do 0,001 | |
| | Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu wyrażona w MW z dokładnością do 0,001[5)] | |

---

1) Należy wpisać okres, za jaki jest składane sprawozdanie.
2) Dla każdej małej instalacji należy złożyć odrębne sprawozdanie.
3) Należy podać lokalizację małej instalacji – województwo, powiat, gmina, miejscowość, ulica, nr działki i obrębu.
4) Należy podać kod literowy odpowiadający danemu rodzajowi małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej:
- hydroenergię – „WO”,
- energię wiatru – „WI”,
- energię geotermalną – „GE”,
- energię promieniowania słonecznego – „PV”,
- biogaz inny niż biogaz rolniczy – „BG”,
- biomasę – „BM”,
- mieszanki biopłynów z innymi paliwami – „BP”.

5) Jeżeli dotyczy.

| | | |
|---|---|---|
| | Numer identyfikacyjny małej instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną [6)] | |

| 1. Łączna ilość energii elektrycznej: | | | |
|---|---|---|---|
| | wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, w tym w okresie rozruchu technologicznego [7)] | sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej (MWh) | Sprzedanej odbiorcom końcowym [8)] (MWh) |
| | | | |

| 2. Łączna ilość zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaj tych paliw | | |
|---|---|---|
| Lp. | Rodzaj paliwa [9)] | Zużycie surowca [10)] |

[6)] O ile został nadany.
[7)] W rozumieniu art. 2 pkt 30 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 poz. 1378, z późn. zm.).
[8)] W przypadku braku sprzedaży należy wpisać „0”.
[9)] Należy podać rodzaj paliwa zgodnie z kodem i nazwą paliwa:

| | | | |
|---|---|---|---|
| 025 | Biogaz ze składowisk odpadów | 108 | Biopaliwa stałe – węgiel drzewny |
| 026 | Biogaz z oczyszczalni ścieków | 109 | Biopaliwa stałe – pelety i brykiety drzewne, |
| 029 | Biogaz rolniczy | 138 | Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych |
| 124 | Biogaz z procesów termicznych | 139 | Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne – surowce spożywcze i paszowe |
| 027 | Biogaz pozostały | 033 | Biopaliwa stałe – odpady z rolnictwa |
| 101 | Biopaliwa stałe – drewno opałowe | 131 | Biopaliwa stałe – odpady zwierzęce |
| 102 | Biopaliwa stałe – gałęzie i wierzchołki drzew | 083 | Biopaliwa stałe – frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych |
| 103 | Biopaliwa stałe – pniaki | 084 | Biopaliwa stałe – biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu |
| 104 | Biopaliwa stałe – przemysłowe drewno okrągłe | 183 | Biopaliwa stałe – osady ściekowe |
| 105 | Biopaliwa stałe – kora | 184 | Biopaliwa stałe – ług powarzelny i olej talowy surowy |
| 106 | Biopaliwa stałe – wióry, trociny, zrębki | 046 | Biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych |
| 107 | Biopaliwa stałe – drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii | | |

[10)] W przypadku paliw stałych należy podać zużycie w tonach, w przypadku paliw ciekłych i gazowych – w $m^3$.

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | (tony) | ($m^3$) |
| 1 | | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |

| miejsce i data sporządzenia sprawozdania | podpis wytwórcy energii w małej instalacji albo osoby uprawnionej do reprezentacji tego wytwórcy ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska [11)] |
|---|---|
| | |

[11)] W przypadku podpisania sprawozdania przez osobę uprawnioną do reprezentacji wytwórcy energii w małej instalacji do sprawozdania należy dołączyć pełnomocnictwo wraz z dowodem uiszczenia opłaty skarbowej za jego udzielenie.

Załącznik nr 2

*WZÓR*

**SPRAWOZDANIE WYTWÓRCY BIOGAZU LUB BIOMETANU**

| | | |
|---|---|---|
| Sprawozdanie wytwórcy wykonującego działalność w zakresie biogazu lub biometanu za I/II półrocze 20.. r.[1)] | | |
| Numer wytwórcy w rejestrze wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu | | |
| Rodzaj wykonywanej działalności [2)] | | wytwarzanie biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu |
| | | wytwarzanie biometanu z biogazu |
| Siedziba wytwórcy | | |
| NIP wytwórcy | | |

| Informacje o działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu w celu wytwarzania biometanu [3)] | | |
|---|---|---|
| Lokalizacja instalacji służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu | | |
| Łączna ilość biogazu | | |
| | wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu ($m^3$) | sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu ($m^3$) |
| | 1 | 2 |
| 1 | | |
| 2 | | |
| … | | |

[1)] Należy wpisać okres, za jaki jest składane sprawozdanie.

[2)] Należy zaznaczyć znakiem X rodzaj wykonywanej działalności.

[3)] Wypełnić w przypadku wykonywania wskazanej działalności.

| Łączna ilość surowców zużytych do produkcji biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz rodzaj tych surowców | | | |
|---|---|---|---|
| | Rodzaj surowca | Zużycie surowca [4)] | |
| 1 | | tony | $m^3$ |
| 2 | | | |
| … | | | |

| | Informacje o działalności polegającej na wytwarzaniu biometanu z biogazu [3)] | | | |
|---|---|---|---|---|
| Lokalizacja instalacji służącej do wytwarzania biometanu z biogazu | | | | |
| Łączna ilość: | | | | |
| | biometanu wytworzonego z biogazu ($m^3$) | biometanu wytworzonego z biogazu, sprzedanego | | |
| | | i wprowadzonego do sieci gazowej ($m^3$) | odbiorcom końcowym ($m^3$) | w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych |
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| … | | | | |

| Łączna ilość biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu | | |
|---|---|---|
| | Rodzaj biogazu | Zużycie biogazu ($m^3$) |
| 1 | | |
| 2 | | |
| … | | |

[4)] W przypadku surowców stałych należy podać zużycie w tonach, w przypadku surowców ciekłych i biogazu – w $m^3$.

| miejsce i data sporządzenia sprawozdania | podpis wytwórcy albo osoby uprawnionej do reprezentacji wytwórcy ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska [5)] |
|---|---|
| | |

[5)] W przypadku podpisania sprawozdania przez osobę uprawnioną do reprezentacji wytwórcy energii w małej instalacji do sprawozdania należy dołączyć pełnomocnictwo wraz z dowodem uiszczenia opłaty skarbowej za jego udzielenie.

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu został przygotowany w celu realizacji upoważnienia ustawowego zawartego w art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”.

Powyższy projekt jest konsekwencją zmian wprowadzonych w ustawie, polegających na rozszerzeniu zakresu przedmiotowego delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu, do wydania rozporządzenia w zakresie określenia wzoru sprawozdania półrocznego składanego przez wytwórcę Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

Ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwom członkowskim Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie oraz konieczność implementacji przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), wskazują na zasadność rozwoju nowego kierunku wykorzystywania biogazu oraz biogazu rolniczego, jakim jest produkcja biometanu. W związku z powyższym, w ustawie rozszerzono zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji oraz małej instalacji, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub z biopłynów, o działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu.

Zgodnie z art. 9 ust. 1 ustawy wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, jest obowiązany do sporządzenia sprawozdań, których wzory określa rozporządzenie, za okres półrocza i przekazania ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do końca miesiąca następującego po upływie półrocza, którego sprawozdanie dotyczy. Sprawozdanie wytwórcy energii w małej instalacji ma zawierać informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 5 ustawy, tj. dotyczące łącznej ilości:

1) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji,

2) energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,

3) zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,

4) energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

W sprawozdaniu należy wskazać rodzaj paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z kodem i nazwą paliwa, które jest tożsame z kodami stosowanymi w badaniach statystycznych Głównego Urzędu Statystycznego. Uwzględnia się następujące kody i nazwy paliw:

025 Biogaz ze składowisk odpadów,
026 Biogaz z oczyszczalni ścieków,

029 Biogaz rolniczy,
124 Biogaz z procesów termicznych,
027 Biogaz pozostały,
101 Biopaliwa stałe – drewno opałowe,
102 Biopaliwa stałe – gałęzie i wierzchołki drzew,
103 Biopaliwa stałe – pniaki,
104 Biopaliwa stałe – przemysłowe drewno okrągłe,
105 Biopaliwa stałe – kora,
106 Biopaliwa stałe – wióry, trociny, zrębki,
107 Biopaliwa stałe – drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii,
108 Biopaliwa stałe – węgiel drzewny,
109 Biopaliwa stałe – pelety i brykiety drzewne,
138 Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych,
139 Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne – surowce spożywcze i paszowe,
033 Biopaliwa stałe – odpady z rolnictwa,
131 Biopaliwa stałe – odpady zwierzęce,
083 Biopaliwa stałe – frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych,
084 Biopaliwa stałe – biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu,
183 Biopaliwa stałe – osady ściekowe,
184 Biopaliwa stałe – ług powarzelny i olej talowy surowy,
046 Biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych.

Zgodnie z art. 9 ust. 1b ustawy wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu, jest obowiązany do sporządzenia sprawozdań, których wzory określa rozporządzenie, za okres półrocza i przekazania ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do końca miesiąca następującego po upływie półrocza, którego sprawozdanie dotyczy. Sprawozdanie takie ma zawierać informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 4 ustawy, tj.:

a) łącznej ilości, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności:

- biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu,
- biometanu wytworzonego z biogazu,
- biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,
- sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości biometanu sprzedanego:

  – – i wprowadzonego do sieci gazowej,

  – – odbiorcom końcowym,

  – – w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,

b) ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu

oraz do wytworzenia biometanu z biogazu, oraz rodzaju tych surowców,

c) biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu - w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu;

Projekt rozporządzenia nie będzie miał wpływu na działalność małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia nie ma wpływu na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych.

Zawarte w projekcie rozporządzenia regulacje nie stanowią przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), dlatego też projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji.

Projektowane rozporządzenie nie wymaga przedstawiania organom i instytucjom Unii Europejskiej w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

W szczególności, zgodnie z art. 2 ust. 1 decyzji Rady 98/415/WE z dnia 29 czerwca 1998 r. w sprawie konsultacji Europejskiego Banku Centralnego udzielanych władzom krajowym w sprawie projektów przepisów prawnych (Dz. Urz. WE L 189 z 03.07.1998, str. 42), projekt rozporządzenia nie podlega konsultacji z Europejskim Bankiem Centralnym.

Stosownie do art. 4 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt rozporządzenia został zamieszczony w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska pod nr…

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa oraz § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348) projekt rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

| **Nazwa projektu** | **Data sporządzenia** |
|---|---|
| Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu | **05.02.2023** |
| **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** | **Źródło** |
| Ministerstwo Klimatu i Środowiska | Upoważnienie ustawowe |
| **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** | Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) |
| Minister Klimatu i Środowiska | **Nr w Wykazie prac** |
| **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** | **…….** |
| …….. | |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu został przygotowany w celu wykonania upoważnienia ustawowego z art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą".

Powyższy projekt jest konsekwencją zmian wprowadzonych w ustawie, w wyniku których rozszerzeniu uległ zakres przedmiotowy delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia w zakresie określenia wzoru sprawozdania półrocznego składanego przez wytwórcę Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Przepisy ustawy nakładają na ministra właściwego do spraw klimatu, obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, wzoru sprawozdań, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy oraz wzoru sprawozdań, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 6.

Efektem rekomendowanego rozwiązania jest kontynuacja wypełnienia obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małej instalacji oraz wytwórców biogazu lub biometanu, wynikających z przepisów ustawy i nienarażanie tych podmiotów na kary za brak ich realizacji. Ponadto, sprawna realizacja ww. obowiązków przez ww. umożliwi Prezesowi URE wykonanie spoczywających na nim zobowiązań wynikających z art. 17 ust. 1 i ust. 3 ustawy – sporządzenie zbiorczego raportu rocznego, przekazanie go ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz udostępnienie przedmiotowego raportu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji | Od kilkunastu do kilkudziesięciu tysięcy w kontekście 2023 r. | Szacunki własne | Nieznaczne, zmniejszające obciążenie wytwórców przez określenie zunifikowanego wzoru sprawozdania okresowego |
| Wytwórcy biogazu lub biometanu | Potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych | Szacunki własne | Nieznaczne, związane z pojawieniem się nowego rodzaju działalności regulowanej, w ramach której jest konieczne sprawozdawanie wytwórcy co pół roku. Zmniejszenie obciążeń wytwórców przez określenie zunifikowanego wzoru sprawozdania okresowego |
| Urząd Regulacji Energetyki | 1 | Szacunki własne | Umożliwienie Prezesowi URE sprawnego wykonania zobowiązań wynikających z art. 17 ust. 1 i ust. 3 ustawy – sporządzenie |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | zbiorczego raportu rocznego, przekazanie go ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz udostępnienie przedmiotowego raportu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt rozporządzenia nie podlegał wcześniejszym konsultacjom społecznym. Projekt skonsultowany zostanie z podmiotami skupiającymi przedstawicieli małych instalacji oraz przedstawicieli branży OZE w Polsce, w tym biogazu i biometanu.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na sektor finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Brak wpływu | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Brak wpływu | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Brak wpływu | | | | | | |
| | Wpływ na osoby starsze i niepełenosprawne | Brak wpływu | | | | | | |
| Niemierzalne | | | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Wejście w życie rozporządzenia nie spowoduje skutków w ujęciu pieniężnym i niepieniężnym. | | | | | | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☒ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |

Komentarz:

**9. Wpływ na rynek pracy**

Projektowana regulacja nie będzie mała wpływu na rynek pracy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ inne: | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Projektowana regulacja nie będzie mała wpływu na pozostałe obszary. |

| **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego** |
| --- |
| |
| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** |
| Nie dotyczy. Regulacja ma jedynie charakter określenia wzoru sprawozdania. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| Brak załączników. |

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych[2)]**

Na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz …..) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa szczegółowy:

1) zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
2) sposób dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz sposób wyliczenia opłat, o których mowa w art. 38c ust. 7 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;
3) zakres danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy:
   a) przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposób przekazywania tych danych,
   b) udostępnianych przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni oraz sposób udostępniania tych danych w systemie teleinformatycznym;

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (poz. 1949).

2) Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu …, pod numerem …, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), które wdraża dyrektywę (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

4) zakres informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy;
5) podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej.

**§ 2.** 1. Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, są rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu, o których mowa w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.).

2. Liczniki zdalnego odczytu rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami danej spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
2) pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

3. Sumaryczne bilansowanie ilości energii elektrycznej, o którym mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, jest realizowane w systemie informatycznym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wektorową metodą bilansowania międzyfazowego dla:

1) poszczególnych wytwórców lub odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej zgodnie ze wzorem:

$$Eb_{(t)} = Ep_{(t)} - Ew_{(t)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Eb_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej w danej godzinie $t$ zgodnie z art. 38c ust. 5 ustawy; wartość dodatnia oznacza ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a wartość ujemna oznacza ilość energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci,

$t$ – daną godzinę, dla której dokonuje się bilansowania ilości energii elektrycznej,

$Ep_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej zarejestrowaną zgodnie z ust. 2 pkt 2 zsumowaną z wszystkich faz,

$Ew_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej zarejestrowaną zgodnie z ust. 2 pkt 1 zsumowaną z wszystkich faz;

2) spółdzielni energetycznej zgodnie ze wzorem:

$$Ebs_{(t)} = \sum_{k=1}^{n} Eb_{(t)(k)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Ebs_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej w danej godzinie *t* dla *n* członków spółdzielni energetycznej zgodnie z art. 38c ust. 5 ustawy, podlegającą rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym, o której informację przekazuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy; wartość dodatnia - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a wartość ujemna oznacza ilość energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci,

*t* – oznacza daną godzinę, dla której dokonuje się bilansowania ilości energii elektrycznej,

*n* – liczbę członków spółdzielni energetycznej,

*k* – członka spółdzielni,

$Eb_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

4. Ilość energii elektrycznej wprowadzonej w godzinie *t* do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z jednofazowej instalacji odnawialnego źródła energii zalicza się do ilości energii oznaczonej we wzorze określonym w ust. 3 pkt 1 symbolem $Ew_{(t)}$ oraz bilansuje się zgodnie z tym wzorem.

**§ 3.** 1. Rozliczenie, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, dokonuje się zgodnie ze wzorem:

$$Er_{(o)} = Ebsp + (Ebsw \times Wi) + Er_{(po)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Er_{(o)}$ – ilość energii elektrycznej rozliczoną w danym okresie rozliczeniowym, zgodnie z art. 38c ust. 3 ustawy, z uwzględnieniem kolejności określonej w § 4,

*Ebsp* – sumę ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t*, podlegającej rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym oznaczonej we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 2 symbolem $Ebs_{(t)}$, dla której wynik bilansowania jest dodatni,

*Ebsw* – sumę ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t*, podlegającej rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym, oznaczonej we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 2 symbolem $Ebs_{(t)}$, dla której wynik bilansowania jest ujemny,

*Wi* – stosunek ilościowy, o którym mowa w art. 38c ust. 3 ustawy,

$Er_{(po)}$ – rozliczenie energii elektrycznej z poprzednich okresów rozliczeniowych przeniesione zgodnie z art. 38c ust. 8 ustawy, dla której wartość rozliczenia jest ujemna.

2. Opłaty ponoszone w rozliczeniu ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust 1a ustawy, ustala się na podstawie ilości energii elektrycznej rozliczonej oznaczonej we wzorze określonym w ust. 1 symbolem $Er_{(o),}$ oraz zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

3. W przypadku gdy rozliczenie ilości energii elektrycznej ma wartość dodatnią:

1) ilość tej energii elektrycznej rozdziela się proporcjonalnie między poszczególnych wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, dla których w danym okresie rozliczeniowym suma ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t* oznaczonych we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 1 symbolem $Eb_{(t)}$ ma wartość dodatnią;
2) ilość tej energii elektrycznej po dokonaniu podziału, o którym mowa w pkt 1, uwzględnia się do naliczenia opłat zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

**§ 4.** 1. W pierwszej kolejności rozlicza się energię elektryczną z najstarszą datą wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z zastrzeżeniem art. 38c ust. 8 ustawy.

2. W przypadku, w którym wytwórcy lub odbiorcy energii elektrycznej będący członkami spółdzielni energetycznej są rozliczani w grupie taryfowej wielostrefowej, energia elektryczna wprowadzona przez nich do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest rozliczana z uwzględnieniem kolejności określonej w ust. 1, w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie czasowej.

3. Jeżeli po rozliczeniu ilości energii elektrycznej dokonanym zgodnie z § 3 ust. 1, w danej strefie czasowej powstaną nadwyżki ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, nadwyżki te uwzględnia się w rozliczeniu pozostałych stref czasowych.

4. W przypadku grup taryfowych wielostrefowych, które obejmują więcej niż dwie strefy czasowe, występujące nadwyżki uwzględnia się w strefach czasowych w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem składnika zmiennego stawki sieciowej przewidzianej w danej grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do strefy czasowej z najniższym poziomem tego składnika.

**§ 5.** 1. Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, w sposób określony w załączniku do rozporządzenia.

2. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, udostępnia:

1) spółdzielni energetycznej – zagregowane dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, z podziałem na poszczególnych jej członków, z częstotliwością ich rejestracji;
2) poszczególnym wytwórcom i odbiorcom energii elektrycznej będącym członkami danej spółdzielni energetycznej – dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy,

– w przejrzystej i zrozumiałej formie, w sposób określony w załączniku do rozporządzenia, oraz zapewnia danej spółdzielni energetycznej i jej członkom możliwość pobrania tych danych.

3. Szczegółowe informacje dotyczące rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, obejmują :

1) łączną ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej;
2) łączną ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej;
3) łączną ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej, o której mowa w § 2 ust. 3 pkt 1 i 2;
4) ceny i stawki opłat zgodnie z grupą taryfową taryfy danego odbiorcy przyjęte do rozliczenia;
5) łączne należności wynikające z rozliczenia.

**§ 6.** Podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej prowadzącej działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, lub biogazu obejmuje:

1) spółdzielnię energetyczną będącą wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej;

2) wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej.

**§ 7.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[3)]

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

**W porozumieniu**

**MINISTER ROLNICTWA I ROZWOJU WSI**

[3)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych (Dz. U. poz. 703), które zgodnie z art. 44 pkt 2 ustaw z dnia … o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(Dz. U. poz. )

# SPOSÓB PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH MIĘDZY PRZEDSIĘBIORSTWAMI ENERGETYCZNYMI ORAZ ICH UDOSTĘPNIANIA MIĘDZY PRZEDSIĘBIORSTWAMI ENERGETYCZNYMI A SPÓŁDZIELNIĄ ENERGETYCZNĄ I JEJ CZŁONKAMI

## 1. Miejsce i czas przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, są:

1) przekazywane sprzedawcy energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, za pośrednictwem:
   a) serwera wskazanego przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSD”, po autoryzowanym zalogowaniu się przez sprzedawcę energii elektrycznej, zwanego dalej „SE”,
   b) platformy internetowej OSD (e-bok), po autoryzowanym zalogowaniu się przez SE,
2) udostępniane spółdzielni energetycznej i poszczególnym jej członkom w systemie teleinformatycznym SE, po autoryzowanym zalogowaniu spółdzielni energetycznej lub wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej

– w terminie doby następującej po dobie, w której dokonano zatwierdzenia albo anulowania danych pomiarowych. Zatwierdzenie albo anulowanie danych pomiarowych następuje w terminie doby następującej po dobie od ich uzyskania.

## 2. Format przekazywanych i udostępnianych danych pomiarowych

Dane pomiarowe są przekazywane i udostępniane w postaci pliku w formacie xml o strukturze nazwy: UDPS_ENED_SSSS_UUUU_RRRRMMDDggmm.XML, gdzie poszczególne symbole oznaczają:

1) UDPS – rodzaj komunikatu;
2) ENED – czteroliterowy kod OSD nadany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
3) SSSS – czteroliterowy kod SE nadany przez OSD;
4) UUUU – czteroliterowy kod spółdzielni energetycznej lub wytwórcy lub odbiorcy energii elektrycznej będącego członkiem danej spółdzielni energetycznej, nadany przez OSD;

5) RRRRMMDDggmm – datę i czas publikacji pliku, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, gg – godzinę, mm – minutę.

**3. Sposób zamieszczania i struktura pliku, w tym oznaczenie poszczególnych sekcji pliku**

3.1. Pliki są zamieszczane w podkatalogu danego miesiąca, w którym dokonano zatwierdzenia albo anulowania danych pomiarowych.

3.2. W przypadku, gdy jest wymagane uzupełnienie lub skorygowanie danych pomiarowych zawartych w pliku z powodu ich niekompletności lub błędów, w podkatalogu danego miesiąca jest zamieszczana kolejna wersja pliku z uzupełnionymi lub skorygowanymi danymi pomiarowymi bez usuwania poprzedniej wersji pliku. Zdanie pierwsze stosuje się także w przypadku, gdy jest wymagane uzupełnienie lub skorygowanie danych pomiarowych zawartych w kolejnych wersjach pliku z powodu ich niekompletności lub błędów.

3.3. W ramach pliku są wyodrębniane następujące sekcje:

1) „Nagłówek”;
2) „Odczyty”;
3) „Odczyty\POM”;
4) „Odczyty\POM\IR”.

3.4. W sekcji „Nagłówek” poszczególne symbole oznaczają:

1) kOSD – kod OSD;
2) kSE – kod SE nadany przez OSD;
3) DCW – datę i czas wygenerowania pliku w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
4) W – kolejny numer wersji pliku w formacie liczbowym: 00 – pierwsza wersja, 01 – druga wersja, 02 – trzecia wersja itd.

3.5. W sekcji „Odczyty” poszczególne symbole oznaczają:

1) PPE – kod punktu poboru energii, zwanego dalej „PPE”, zgodny z kodyfikacją OSD;
2) DD – datę i czas zatwierdzenia danych pomiarowych zawartych w pliku w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
3) T –grupę taryfową dla PPE zgodnie z taryfą dla usług dystrybucji energii elektrycznej OSD;
4) SD – typ danych pomiarowych zgodnie ze słownikiem „Typ danych pomiarowych”.

3.6. W sekcji „Odczyty\POM” poszczególne symbole oznaczają:

1) NL – numer licznika w układzie pomiarowym;
2) DCPO – datę początku okresu odczytowego w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
3) DCKO – datę końca okresu odczytowego w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
4) SR – zdalny sposób odczytu licznika.

3.7. W sekcji „Odczyty\POM\IR” poszczególne symbole oznaczają:

1) WCPO – wskazanie stanu licznika na datę początku okresu odczytowego w formacie decymalnym;
2) WCKO – wskazanie stanu licznika na datę końca okresu odczytowego w formacie decymalnym;
3) M – mnożną licznika w układzie pomiarowym w formacie decymalnym;
4) ER – zużycie energii elektrycznej czynnej w kWh w formacie decymalnym;
5) KER – korektę zużycia energii elektrycznej czynnej w kWh w formacie decymalnym;
6) SER – zużycie energii elektrycznej czynnej wynikające ze strat w kWh z dokładnością do 1 kWh w formacie decymalnym;
7) OBIS – strefę czasową w danej grupie taryfowej zgodnie ze słownikiem „Kody OBIS".

**TABELA 1. SŁOWNIK „TYP DANYCH POMIAROWYCH"**

| Typ danych pomiarowych | Opis |
|---|---|
| Z | dane zatwierdzone |
| A | dane anulowane |

**TABELA 2. SŁOWNIK „KODY OBIS"**

| Kod OBIS | Opis kodu | Jednostki |
|---|---|---|
| 1.8.0 | ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (suma stref) | kWh |
| 1.8.1 | ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (I strefa) | kWh |
| 1.8.2 | ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (II strefa) | kWh |
| 1.8.3 | ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (III strefa) | kWh |
| 1.8.4 | ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (IV strefa) | kWh |
| 2.8.0 | ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (suma stref) | kWh |
| 2.8.1 | ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (I strefa) | kWh |
| 2.8.2 | ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (II strefa) | kWh |
| 2.8.3 | ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (III strefa) | kWh |
| 2.8.4 | ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (IV strefa) | kWh |

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego określonego w art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", które nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia szczegółowego:

1) zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
2) sposobu dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz sposób wyliczenia opłat, o których mowa w art. 38 ust. 7, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;
3) zakresu danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy:
   a) przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposób przekazywania tych danych,
   b) udostępnianych przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni oraz sposób udostępniania tych danych w systemie teleinformatycznym;
4) zakresu informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy;
5) podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej.

Zgodnie z zawartymi w upoważnieniu wytycznymi przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę ujednolicenia sposobu dokonywania rozliczeń oraz ochronę interesów spółdzielni energetycznych, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Rozporządzenie ma na celu wykonanie delegacji ustawowej w zakresie udostępniania i przekazywania danych pomiarowych w celu zapewnienia transparentności całego procesu obsługi zarówno spółdzielni energetycznej będącej wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej jak i wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej.

Konieczność wydania niniejszego rozporządzenia związana jest ze zmianami przepisów wprowadzanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC 99).

W Polsce funkcjonuje obecnie zaledwie 5 spółdzielni energetycznych (stan na dzień 30.03.2023 r.). Celem niniejszego rozporządzenia, w kontekście zmienianych przepisów ustawy o oze w zakresie spółdzielni energetycznych jest zapewnienie odpowiednich warunków umożliwiających rozwój tych podmiotów.

Celem przepisów zawartych w § 2 ust. 1 i 2 projektu jest sprecyzowanie, że liczniki zdalnego odczytu rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej, która w ciągu danej godziny została wprowadzona do i pobrana z sieci elektroenergetycznej. Liczniki te zliczają ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej sumując energię elektryczną wprowadzoną z wszystkich faz, a także ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej sumując ją z wszystkich faz.

Celem przepisów określonych w § 2 ust. 3 projektu jest sprecyzowanie dokładnego sposobu sumarycznego bilansowania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci z wszystkich faz. Bilansowanie dokonywane jest z uwzględnieniem wszystkich faz, a więc w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii należy rozumieć, iż odnosi się ono do każdej fazy tej instalacji. Przyjęto wektorową metodę bilansowania międzyfazowego, co stanowi odpowiedź na postulaty branży prosumenckiej i wytwórców w mikroinstalacjach, wskazujących przyjęty w projektowanym rozporządzeniu sposób bilansowania, za korzystniejszy dla wytwórców energii elektrycznej w formule spółdzielni energetycznej i prosumenckiej. Oznacza to, że bilansowanie to jest dokonywane w danej godzinie dla całej spółdzielni energetycznej na podstawie zsumowanego bilansowania dokonanego dla każdego członka tejże spółdzielni. Od ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w ciągu godziny przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej, wskazanej zgodnie z ust. 2 pkt 2 projektu, odejmowana jest suma ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w ciągu tej godziny, wskazana zgodnie z ust. 2 pkt 1. Następnie dokonuje się zsumowania bilansowania przeprowadzonego dla każdego członka spółdzielni, otrzymując w ten sposób sumaryczne bilansowanie danych pomiarowych ilości energii elektrycznej dla całej spółdzielni energetycznej. Nie mają znaczenia różnice w zakresie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub pobranej z tej sieci z poszczególnych faz, gdyż ilość tej energii elektrycznej jest sumowana z wszystkich faz w ciągu danej godziny do ogólnej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej.

§ 1 ust. 3 projektu przewiduje, iż bilansowanie energii elektrycznej wektorową metodą bilansowania międzyfazowego jest możliwe w systemie informatycznym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a nie w liczniku zdalnego odczytu.

Zgodnie z powyższym licznik zdalnego odczytu nie realizuje takiego bilansowania energii elektrycznej. Ww. funkcjonalność licznika zdalnego odczytu została uzgodniona w ramach prac Zespołu powołanego Zarządzeniem Ministra Energi z dnia 24 października 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania w postaci wymagań techniczno-funkcjonalnych dla licznika zdalnego odczytu ujętych m.in. w projekcie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego.

W § 2 ust. 4 projektu uregulowano techniczną kwestię bilansowania w sytuacji, gdy instalacja odnawialnego źródła energii (OZE) jest jednofazowa, natomiast instalacja elektryczna jest trójfazowa. W takim wypadku, energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez instalację OZE z jednej fazy jest zaliczana na poczet sumy energii elektrycznej wprowadzonej z wszystkich faz i rozliczana zgodnie ze wzorem określonym w ustępie 4. Instalacja jednofazowa OZE jest więc traktowana w sposób identyczny jak instalacja trójfazowa OZE.

W ustawie nie sprecyzowano, czy w przypadku instalacji trójfazowej mowa o instalacji elektrycznej czy instalacji OZE przyłączonej do instalacji elektrycznej, niemniej jednak przyjąć należy, że ustawodawca miał na myśli instalację elektryczną. Jednocześnie podkreślenia wymaga, że duża ilość instalacji prosumenckich to instalacje jednofazowe.

W celu zachowania spójności przepisów wskazany w § 2 ust. 3 wzór jest wprost porównywalny z bilansowaniem danych pomiarowych ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci elektroenergetycznej przez prosumenta.

W § 3 projektowanego rozporządzenia wskazano sposób rozliczania ilości energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym, o której informację przekazuję operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sprzedawcy zobowiązanemu lub sprzedawcy wybranemu, o których mowa w art. 40 ust. 1a ustawy. Sprzedawca dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej i obliczenia opłat jedynie w oparciu o dane pomiarowe otrzymane po zbilansowaniu. Sprzedawca nie dokonuje tym samym bilansowania samodzielnie, a dane pomiarowe przed zbilansowaniem otrzymuje w celu udostępniania ich spółdzielni energetycznej będącej wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej jak i wszystkim wytwórcom i odbiorcom energii elektrycznej będącymi członkami danej spółdzielni energetycznej w systemie teleinformatycznym. Należy zauważyć, iż biorąc pod uwagę brzmienie art. 38c ust. 14 pkt 2 ustawy, ustawodawca wskazał, iż projektowane rozporządzenie określi szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń, o których mowa w ust. 6, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków. Podkreślenia wymaga fakt, iż w przypadku rozliczenia energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym, bierze się pod uwagę rozliczenie energii elektrycznej z poprzedniego okresu rozliczeniowego, dla którego wartość rozliczenia jest ujemna. Rozliczenie to zostało przeniesione zgodnie z art. 38c ust. 8 ustawy. Na podstawie powyższego przepisu niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.

Określono ponadto szczegółowy sposób dokonywania przez sprzedawcę rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej, który powinien naliczać opłaty w następujący sposób:

1) proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej pobranej przez poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym;
2) zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

Ponadto w § 4 określono techniczny aspekt dokonywania rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci przez wskazanie, że w pierwszej kolejności rozliczana jest energia elektryczna z najstarszą datą wytworzenia i wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Gdy członkowie spółdzielni są rozliczani w grupie taryfowej wielostrefowej, która obejmuje dwie lub więcej stref czasowych, zastosowanie będzie miał § 4 ust. 2 i 3, zgodnie z którym rozliczenia dokonuje się w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie tożsamej, a w przypadku dalszego występowania nadwyżki, uwzględnia się ją w bilansowaniu pozostałych stref czasowych. W przypadku grup taryfowych wielostrefowych, które obejmują więcej niż dwie strefy czasowe, zastosowanie znajdzie § 4 ust. 4, zgodnie z którym występujące nadwyżki uwzględnia się w strefach czasowych w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem

składnika zmiennego stawki sieciowej zawartej w grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do strefy z najniższym poziomem tego składnika.

Ponadto określono techniczny aspekt dokonywania rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wskazanie, że w pierwszej kolejności rozliczana jest energia z najstarszą datą wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z zachowaniem zasad określonych w art. 38c ust. 8 ustawy. Zasada ta dotyczy zarówno rozliczeń w grupach taryfowych jednostrefowych jak i wielostrefowych. Rozliczenia dokonuje się, określając kolejność ich rozliczania – w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie czasowej, a w przypadku dalszego występowania nadwyżki – w bilansowaniu pozostałych stref czasowych. Gdy w danym okresie rozliczeniowym powstaną nadwyżki, należy uwzględnić je w kolejnych okresach rozliczeniowych. Niezależnie od rodzaju grupy taryfowej nadwyżki te uwzględnia się zawsze w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem składnika zmiennego stawki sieciowej przewidzianej w grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do strefy z najniższym poziomem tego składnika.

Wyjaśnienia wymaga fakt, iż upoważnienie ustawowe nakazuje określić w rozporządzeniu szczegółowy sposób udostępniania danych pomiarowych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielnią energetyczną, natomiast w § 5 projektu rozporządzenia pojęcie przedsiębiorstwa energetycznego nie występuje. Zgodnie bowiem z art. 2 pkt 28 ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne definiowane jest jako przedsiębiorstwo energetyczne w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z poźn. zm.), zwanej dalej „uPE". Z kolei, zgodnie z art. 3 pkt 12 uPE przedsiębiorstwo energetyczne to określenie mieszczące w sobie katalog przedsiębiorstw różniących się między sobą funkcją celu świadczonych usług ramach prowadzonej działalności gospodarczej. Z definicji zawartej w uPE wynika, iż przedsiębiorstwem energetycznym jest zarówno podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii jak i jej dystrybucji lub obrotu. Z tego powodu przepisy projektowanego rozporządzenia nie stosują szerokiego pojęcia przedsiębiorstwa energetycznego, tylko wskazują poszczególne typy przedsiębiorstw, określone w zależności od rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej.

Wychodząc z powyższego założenia, w § 5 ust. 1 projektu określono szczegółowy zakres oraz sposób udostępniania danych pomiarowych między przedsiębiorstwami energetycznymi. Zgodnie z tym przepisem dane pomiarowe, o których mowa w § 2 ust. 2 projektu, oraz sumaryczne bilansowanie danych pomiarowych, o którym mowa w § 2 ust. 3 projektu, są udostępniane sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, czyli sprzedawcy zobowiązanemu lub sprzedawcy wybranemu przez spółdzielnię energetyczną.

Wyjaśnienia wymaga także przyjęty w projekcie sposób udostępniania danych pomiarowych między sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną (§ 5 ust. 2). Wspomniano powyżej, że sprzedawca jest jednym z podmiotów zaliczanych do przedsiębiorstw energetycznych określany rodzajem prowadzonej działalności gospodarczej, w tym przypadku świadczącym usługę obrotu energii elektrycznej. Dane pomiarowe są zatem udostępniane bezpośrednio między sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną (§ 5 ust. 2 pkt 1 projektu) lub jej poszczególnymi wytwórcami lub odbiorcami (§ 5 ust. 2 pkt 2 projektu). Powyższe określenie

katalogu podmiotów, którym udostępniane są dane pomiarowe, wynika z określenia szczegółowego podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej określonego w § 6 projektu. W tym znaczeniu udostępnianie danych pomiarowych między sprzedawcą a wytwórcą lub odbiorcą energii, będących członkami danej spółdzielni energetycznej, nie stanowi przekroczenia zakresu upoważnienia ustawowego. Wręcz przeciwnie, powyższe stanowi konsekwencję realizacji upoważnienia w zakresie art. 38c ust. 14 pkt 4 ustawy.

W ten sposób ww. podmioty zostaną wyposażone w narzędzia kontrolowania swojego zużycia energii, jak również poprawności bilansowania danych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i dokonywania rozliczeń przez sprzedawcę energii. Udostępnianie danych dokonywane jest przez sprzedawców z wykorzystaniem, przyjaznego w obsłudze systemu teleinformatycznego, w którym udostępnia się dane pomiarowe w czytelnej formie, w szczególności dane pomiarowe obrazujące ilość wprowadzonej i pobranej energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w danym okresie rozliczeniowym, jak również wynik zbilansowania tych danych dla tego okresu, na podstawie którego dokonano rozliczenia energii. W tym celu, mogą zostać wykorzystane istniejące platformy elektroniczne, spełniające wymagania rozporządzenia, np. portale dedykowane klientom poszczególnych sprzedawców. Ponadto, w systemie teleinformatycznym sprzedawca udostępnia ww. podmiotom ten sam plik z danymi, który otrzymał od operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu dokonania rozliczenia. Udostępniane dane pomiarowe mają na celu zapewnienie maksimum transparentności samego procesu rozliczania i umożliwienia wglądu w dane pomiarowe wejściowe ww. uprawnionym podmiotom.

W § 6 projektu określono podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej. Wynika z niego, że jej członkiem może być spółdzielnia energetyczna będącą wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej oraz wszyscy wytwórcy i odbiorcy energii elektrycznej będący członkami danej spółdzielni energetycznej.

W § 7 określono termin wejścia w życie projektowanego rozporządzenia – po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Termin ten pozwoli na dostosowanie systemów teleinformatycznych OSD
i sprzedawców.

W załączniku przedstawiono ujednolicony dla wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych sposób przekazywania i udostępniania danych pomiarowych. Należy wyjaśnić, że dane pomiarowe są przekazywane i udostępniane zgodnie z zasadami i w terminach określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego oraz umowach usług dystrybucyjnych zawartych między sprzedawcą energii elektrycznej a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przedstawione słowniki, np. kodów OBIS (system identyfikacji obiektów), zgodne są z Polskimi Normami.

Wyjaśnić należy, że dane pomiarowe powinny być przekazywane do sprzedawcy za pośrednictwem serwera lub platformy internetowej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSD”, i udostępniane przez sprzedawcę spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni w systemie teleinformatycznym sprzedawcę energii elektrycznej, zwanego dalej „SE”, po autoryzowanym zalogowaniu się, czyli użyciu danych identyfikujących wyłączenie danego wytwórcę lub odbiorcę (np. login, np.

w postaci numeru PPE/numeru klienta lub inne i hasło) i jednocześnie uniemożliwiające poznanie tych danych osobom postronnym.

Identyfikacja danych zapewniona jest przez kod punktu poboru energii (PPE).

**Ocena przewidywanego wpływu regulacji na działalność mikro, małych i średnich przedsiębiorców**

W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia zawiera przepisy techniczne, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym podlega procedurze notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii<br><br>**Osoba do kontaktu**<br>... | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023 r.<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe: w art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.)<br><br>**Nr w Wykazie prac** |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W związku z potrzebą rozwoju spółdzielni energetycznych i koniecznością zapewnienia odpowiednich regulacji prawnych dla ich rozwoju oraz na podstawie obserwacji rozwoju i funkcjonowania mikroinstalacji w ramach tzw. systemu opustowego, dostrzeżono niezbędność jednolitego sposobu gromadzenia danych oraz rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą". Mając na uwadze konieczność spójności w tym obszarze, ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 1524, z poźn. zm.) wprowadziła upoważnienie ustawowe do wydania rozporządzenia, którego celem jest wprowadzenie ujednolicenia w tym zakresie również dla spółdzielni energetycznych.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie na poziomie rozporządzenia szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, szczegółowego sposobu dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków, szczegółowego zakresu oraz sposobu przekazywania danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposobu udostępniania tych danych przez sprzedawcę spółdzielni energetycznej oraz poszczególnym członkom tej spółdzielni zakresu informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej. Rozporządzenie umożliwi wprowadzenie jednolitego sposobu rozliczania spółdzielni energetycznych na terenie całego kraju

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Spółdzielnie energetyczne | Przewiduje się, iż powstanie ok. 100. | Szacunki własne. | Lokalne - wpływ na obsługę sieci niskiego napięcia operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) |
| Przedsiębiorstwa obrotu | W 2018 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, od 123 do 169 innych | Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r. | Rozliczanie w ramach umowy nadwyżki energii wytworzonej w spółdzielni energetycznej i wprowadzonej do sieci OSD |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | przedsiębiorstw obrotu. | | |
| Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych | 183 | Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r. | Dokonywanie rejestracji i udostępniania danych pomiarowych dotyczących nadwyżki energii wytworzonej w spółdzielniach energetycznych |
| Sprzedawcy zobowiązani | 177 | Informacja Prezesa URE nr 106/2018 | Obowiązek zakupu wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej energii odnawialnej wytwarzanej w instalacjach do 500 kW |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt został zamieszczony na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny (www.rcl.gov.pl).

W ramach konsultacji publicznych projekt został przekazany do konsultacji z terminem 14 dni następującym podmiotom (Operatorom Systemów Dystrybucyjnych na obszarze kraju, a także wybranym organizacjom zajmującym się przedmiotowymi zagadnieniami):

1. Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.
2. innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
3. PGE Dystrybucja S.A.
4. Enea Operator Sp. z o.o.
5. Tauron Dystrybucja S.A.
6. Energa-Operator S.A.
7. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.
8. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
9. PKP Energetyka S.A.
10. Synthos Dwory 7 Sp. z o.o. S.j.
11. Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.
12. Veolia Energia Poznań S.A.
13. Energetyka Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie
14. Enesta Sp. z o.o.
15. Zamet-Budowa Maszyn S.A.
16. Nida Media Sp. z o.o
17. KGHM Polska Miedź S.A.
18. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
19. Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.
20. Grupa Azoty S.A.
21. JSW Koks S.A.
22. Celsa Huta Ostrowiec Sp. z o.o.
23. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Końskich Sp. z o.o.
24. Grupa Lotos S.A.
25. WM Malta Sp. z o.o. w restrukturyzacji
26. Arctic Paper Kostrzyn S.A.
27. Fabryka Łożysk Tocznych - Kraśnik S.A.
28. Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.
29. Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A.
30. PGE Energia Ciepła S.A.
31. Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A.

32. Veolia Powerline Kaczyce Sp. z o.o.
33. Zakłady Mechaniczne Bumar-Łabędy S.A.
34. Energomedia Sp. z o.o.
35. Ciech Soda Polska S.A.
36. Zakłady Górniczo-Hutnicze Bolesław S.A.
37. Ciech Sarzyna S.A.
38. BD Sp. z o.o.
39. Zakłady Azotowe Chorzów S.A.
40. Zakład Usług Technicznych MEGA Sp. z o.o.
41. BHH Mikrohuta Sp. z o.o.
42. Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. Z o.o.
43. Anwil S.A.
44. Grupa Kęty S.A.
45. Dalmor S.A.
46. Górażdże Cement S.A.
47. Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód S.A.
48. Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.
49. Korporacja Budowlana FADOM S.A.
50. Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej CHEMAR S.A.
51. Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe ADM s.c.
52. Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG S.A.
53. RCEkoenergia Sp. z o.o.
54. Węglokoks Energia ZCP Sp. z o.o.
55. Metalchem Serwis Sp. z o.o.
56. Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne ELTRONIK Z. Soból, B. Kudas, S.Truty S.j.
57. EkoMedia Sp. z o.o.
58. Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrowcu Świętokrzyskim
59. Lerg S.A.
60. Zakład Elektryczny EL-WO Marta Żelazowska
61. H. Cegielski - Energocentrum Sp. z o.o.
62. Lotos Infrastruktura S.A.
63. ESV Wisłosan Sp. z o.o.
64. Toruńskie Zakłady Urządzeń Młyńskich Spomasz S.A. w restrukturyzacji
65. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.
66. EHN S.A.
67. ERG S.A.
68. Huta Bankowa Sp. z o.o.
69. Elana-Energetyka Sp. z o.o.
70. Stalprodukt S.A.
71. KLP Polska Sp. z o.o. Lublin S.k.
72. Zakład Instalacji Elektroenergetycznych Leszek Klak
73. Lewandpol ProEnergia Sp. z o.o.
74. Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Robót Drogowych S.A. z siedzibą w Katowicach
75. Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. Z o.o.
76. Ciepłownia Sp. z o.o. z siedzibą w Aleksandrowie Łódzkim
77. Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.
78. Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.
79. Przedsiębiorstwo Państwowe "Porty Lotnicze"
80. PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o.
81. Boryszew S.A.
82. PPU Storem Sp. z o.o.
83. Mondi Świecie S.A.
84. PCC Rokita S.A.
85. Energetyka Wagon Sp. z o.o.

86. U&R Calor Sp. z o.o.
87. NSK Bearings Polska S.A.
88. Zakłady Chemiczne Siarkopol Tarnobrzeg Sp. Z o.o.
89. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o.
90. Best-Eko Sp. z o.o.
91. Zakłady Wyrobów Metalowych SHL S.A.
92. Przedsiębiorstwo Górnicze Demex Sp. z o.o.
93. Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.
94. ENERGIT Sp. z o.o.
95. Terma-Dom Sp. z o.o.
96. Przedsiębiorstwo Energetyczne Sp. z o.o. z siedzibą w Nowym Sączu
97. CNP Centrum Nakładania Powłok Leszek Rak
98. Grupa Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A.
99. Energostrefa Sp. z o.o.
100. Zael - Energo Sp. z o.o.
101. Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.
102. Kolsatpol Sp. z o.o.
103. Federal-Mogul Gorzyce Sp. z o.o.
104. Mirowski i Spółka Kamir S. j.
105. FPM S.A.
106. Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A.
107. ECO Jelenia Góra Sp. z o.o.
108. Leszek Mirkowicz Błonie-Pass Strefa Przemysłowa
109. Dolnośląskie Zakłady Usługowo – Produkcyjne Dozamel Sp. z o. o.
110. Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.
111. Power 21 Sp. z o. o.
112. KLP Polska Sp. z o.o. Poznań Sp. k-a.
113. Grandmaster Sp. z o.o.
114. Buma Service Sp. z o.o.
115. Grupa Energia GE Sp. z o.o. Sp.k.
116. Unihut S.A.
117. Grupa Energia Obrót GE Sp. z o.o. Sp.k.
118. Terawat Dystrybucja Sp. z o.o.
119. ArcelorMittal Poland S.A.
120. Plus Energia Sp. z o.o.
121. Elektrix S.A.
122. Elco Energy Sp. z o.o.
123. Orion Engineered Carbons Sp. z o.o.
124. Energia Euro Park Sp. z o.o.
125. ZEM Łabędy Sp. z o.o.
126. Teco-Park Sp. z o.o.
127. Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego PZL- Świdnik S.A.
128. Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Brodzik S. j.
129. PAL Sp. z o.o.
130. Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.
131. Polontex S.A.
132. ECO Kogeneracja Sp. z o.o.
133. PS OPERATOR Sp. z o.o.
134. D-Energia Sp. z o.o.
135. Fenice Poland Sp. z o.o.
136. CMC Poland Sp. z o.o.
137. Grupa Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki "Siarkopol" S.A.
138. Telenerg-Bis Energia Sp. z o.o.
139. Side Sp. z o.o.

140. Orlen Południe S.A.
141. Green Lights Sp. z o.o.
142. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej "Legionowo" Sp. z o.o.
143. Mera Operator Sp. z o.o.
144. PSSE Media Operator Sp. z o.o.
145. OOE Sp. z o.o.
146. ENH2O Sp. z o.o.
147. Wyższa Szkoła Techniczna w Katowicach
148. Green Lights Dystrybucja Sp. z o.o.
149. Gmina Uniejów - Energetyka Uniejów
150. Ergo Energy Sp. z o.o.
151. Pal 1 Sp. z o.o.
152. Mazovian Energy Partners Sp. z o.o.
153. AHM Sp. z o.o.
154. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
155. Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A. z siedzibą w Ząbkach
156. Green Lights Holding Sp. z o.o.
157. Klepierre Pologne Sp. z o.o.
158. Pilkington Polska Sp. z o.o.
159. ESV3 SP. z o.o.
160. ESV4 SP. z o.o.
161. ESV5 SP. z o.o.
162. ESV6 SP. z o.o.
163. ESV7 SP. z o.o.
164. ESV8 SP. z o.o.
165. ESV9 SP. z o.o.
166. Alchemia S.A.
167. Cobex Polska Sp. z o.o.
168. Veolia Wschód Sp. z o.o.
169. PGB Dystrybucja Sp. z o.o.
170. PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A.
171. TB Energia Sp. z o.o.
172. "Huta Pokój" S.A.
173. Elektrociepłownia "Zielona Góra" S.A.
174. ESV 2 Sp. z o.o.
175. Potestia Sp. z o.o.
176. Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.
177. Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o.
178. Wind Service Dystrybucja Sp. z o.o.
179. Glosbe Sp. z o.o.
180. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)
181. Polski Komitet Energii Elektrycznej
182. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
183. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
184. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
185. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
186. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
187. Polskie Stowarzyszenie Biogazu
188. Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
189. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
190. Towarzystwo Elektrowni Wodnych
191. Krajowa Izba Gospodarcza
192. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
193. Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej

194. Polska Geotermalna Asocjacja
195. Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne
196. Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła
197. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
198. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
199. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV
200. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki
201. Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie
202. Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
203. Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
204. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
205. Instytut Energetyki Odnawialnej
206. Instytut na Rzecz Ekorozwoju
207. Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
208. Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii
209. Polska Izba Biomasy
210. Stowarzyszenie Papierników Polskich

Projekt rozporządzenia został również przekazany do zaopiniowania z terminem 14 dni i ponownie z terminem 3 dni następującym podmiotom:
1. Urząd Regulacji Energetyki
2. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych oraz związków pracodawców, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe oraz organizacje pracodawców.

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia zawiera przepisy techniczne, o których mowa w §4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym podlega procedurze notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w § 39 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022r. poz. 348).

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |
| **Wydatki ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |
| **Saldo ogółem** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Brak skutków finansowych projektowanej regulacji. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Brak |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.) | duże przedsiębiorstwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | osoby niepełnosprawne | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | osoby starsze | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Brak wpływu | | | | | | |
| | osoby niepełnosprawne | Brak wpływu | | | | | | |
| | osoby starsze | Brak wpływu | | | | | | |
| Niemierzalne | | ---------- | | | | | | |
| | | ---------- | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | ---------- |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |

| | |
|---|---|
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy zaangażowanych w rozwój odnawianych źródeł energii.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ inne: | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Projekt nie wpłynie na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także sytuację osób niepełnosprawnych oraz starszych. |

**11.Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Termin wejścia w życie projektowanego rozporządzenia został określony na 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Nie dotyczy.

**13.Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

Brak

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A  K L I M A T U  I  Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii**

Na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1387, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

**§ 2.** Pomiary ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa są wykonywane:

1) zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2022 r. poz. 2063), w zakresie pomiarów;
2) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w § 3, 4 i 6, po wykonaniu badań biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz udokumentowaniu tych badań w laboratorium badawczym:
   a) posiadającym kompetencje w zakresie pomiarów i badań oraz ich dokumentowania, w szczególności kompetencje techniczne i biegłość, zgodne z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO/IEC 17025,
   b) posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającego wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylającego rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08.2008, str. 30).

**§ 3.** W przypadku wytworzenia energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu w instalacji odnawialnego źródła energii w procesie spalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, w celu obliczenia ilości tej energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu, wykonuje się pomiary ilości:

1) biomasy w postaci stałej i paliwa stałego innego niż biomasa, obejmujące pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania;
2) biomasy w postaci ciekłej, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz paliwa ciekłego lub gazowego innego niż biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, obejmujące pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania, wykonywane metodą bezpośrednią, polegającą na pomiarze masy za pomocą przepływomierzy masowych lub metodą pośrednią polegającą na pomiarze objętości z korekcją temperatury, a w przypadku paliw gazowych, także pomiaru ciśnienia tych paliw oraz określa się masę frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań.

**§ 4.** W przypadku stosowania w instalacji odnawialnego źródła energii do wytworzenia energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu paliwa będącego mieszanką biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz innych paliw, przygotowanego poza instalacją odnawialnego źródła energii zużywającą to paliwo, w celu obliczenia ilości energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych w tej instalacji, dokonuje się:

1) pomiarów ilości tego paliwa dostarczonego do procesu spalania w tej instalacji odnawialnego źródła energii;
2) oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej tego paliwa oraz próbek paliw wchodzących w jego skład;
3) obliczenia udziału energii chemicznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w energii chemicznej tego paliwa oraz jego rejestracji w sposób określony w § 11.

**§ 5.** 1. W przypadkach, o których mowa w § 3 i 4, pomiarów wymienionych tam wielkości dokonuje się co 24 godziny, na podstawie uśrednionej próby, z próbek pobieranych nie rzadziej niż co:

1) 8 godzin – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej niższej niż 50 MW;
2) 4 godziny – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej w zakresie od 50 MW do 250 MW włącznie;
3) 2 godziny – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej wyższej niż 250 MW.

2. Dokonując pomiarów, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się, że w przypadku:

1) okresowego zasilania pośredniego zbiornika paliwa, uniemożliwiającego pobranie próbki w czasie określonym w ust. 1, próbkę pobiera się w trakcie ciągłej pracy układu zasilania zbiornika, nie rzadziej niż co 2 godziny;
2) zmiany rodzaju dostarczanego paliwa, próbki pobiera się w ciągu godziny od zmiany paliwa, nie później niż przed kolejną zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, niezależnie od ostatnio pobranych próbek w czasie określonym w pkt 1 lub w ust. 1, przed zmianą rodzaju paliwa;
3) dostawy biomasy kierowanej bezpośrednio do pośredniego zbiornika paliwa lub do spalania, uniemożliwiającej pobranie próbek w czasie określonym w pkt 1 lub w ust. 1, uśrednioną próbę do oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej biomasy przygotowuje się z próbek pobieranych w okresie doby z każdej dostawy biomasy.

**§ 6.** W przypadku wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu w układzie hybrydowym, pomiarów dokonuje się oddzielnie dla energii dostarczonej do wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych:

1) z odnawialnych źródeł energii,

2) ze źródeł innych niż odnawialne

– o ile nie są wykonywane pomiary, o których mowa w § 3–5.

**§ 7.** Obliczenia ilości energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa, dokonuje się przez zsumowanie wartości uzyskanych w wyniku pomiarów wykonanych zgodnie z § 2, z uwzględnieniem obliczeń wykonanych w sposób określony w § 8–10.

**§ 8.** Ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w układzie hybrydowym oblicza się, przyjmując proporcjonalny udział ilościowy energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w ilości energii wytworzonej we wszystkich źródłach zasilających instalację odnawialnego źródła energii, według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZEh}} = \mathbf{E} * \frac{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{E_{POi}}}{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{E_{POi}} + \sum_{j=1}^{m} \mathbf{E_{PKj}}} \qquad E_{OZEh} = E * \frac{\sum_{i=1}^{n} E_{POi}}{\sum_{i=1}^{n} E_{POi} + \sum_{j=1}^{m} E_{PKj}},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$E_{OZEh}$ – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

E – ilość energii elektrycznej wytworzonej w układzie hybrydowym i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, albo ilość ciepła albo chłodu wytworzonego w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

$E_{POi}$ – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii i wykorzystywanych w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

$E_{PKj}$ – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych ze źródeł energii innych niż odnawialne i wykorzystywanych w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

n – liczbę odnawialnych źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym,

m – liczbę źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym, innych niż odnawialne źródła energii.

**§ 9.** 1. W instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, energię wytworzoną z odnawialnych źródeł energii stanowią energia elektryczna albo ciepło albo chłód w ilości odpowiadającej udziałowi energii chemicznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz frakcji biodegradowalnej odpadów w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii, obliczonej na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw, z uwzględnieniem § 8, według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZE}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{M_{fOBi} * q_{fBOi} + \sum_{j=1}^{m} R_{Oj} * M_{ORj} * q_{ORj} + \sum_{l=1}^{p} M_{Bl} * W_{Bl}}}{\sum_{k=1}^{o} \mathbf{M_{Kk} * q_{Kk} + \sum_{i=1}^{n} M_{Oi} * q_{Oi} + \sum_{j=1}^{m} M_{ORj} * q_{ORj} + \sum_{l=1}^{p} M_{Bl} * W_{Bl}}} * \mathbf{E},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$E_{OZE}$ – ilość energii elektrycznej albo ciepła chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, w [MWh lub GJ];

E – ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, albo ilość ciepła albo chłodu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, w [MWh lub GJ],

$M_{fBOi}$ – masę frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania frakcji biodegradowalnej według obowiązującej normy), w [Mg];

$q_{fBOi}$ – wartość opałową, w stanie roboczym, frakcji biodegradowalnych odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania frakcji biodegradowalnej według obowiązującej normy), w [MJ/Mg];

n – liczbę rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań;

$R_{Oj}$ – udział ryczałtowy (0-1) dla odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;

$M_{ORj}$ – masę całkowitą odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, w [Mg];

$q_{ORj}$ – wartość opałową, w stanie roboczym, odpadów przekształconych termicznie, dla których

przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, w [MJ/Mg];

m – liczbę rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;

$M_{Kk}$ – masę paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [Mg];

$q_{Kk}$ – wartość opałową, w stanie roboczym, paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [MJ/Mg];

o – liczbę rodzajów paliw innych niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii;

$M_{Oi}$ – masę całkowitą odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [Mg];

$q_{Oi}$ – wartość opałową (w stanie roboczym) odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [MJ/Mg];

$M_{Bl}$ – masę biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii , w [Mg],

$W_{Bl}$ – wartość opałową biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [MJ/Mg],

p – liczbę rodzajów biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii

2. Masę frakcji biodegradowalnych, o której mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$M_{fBOi} = M_{Oi} * Y_{Boi,}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$M_{Oi}$ – masę całkowitą odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [Mg];

$Y_{BOi}$ – udział frakcji biodegradowalnych określonych na podstawie badań.

**§ 10.** 1. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym oblicza się według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZEW}} = \mathbf{E_{CW}} * \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right) \quad E_{OZEW} = E_{CW} * \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$E_{OZEW}$ – ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym w [MWh],

$E_{CW}$ – całkowitą ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, w [MWh],

$V_p$ – objętość wody przepompowanej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody przepompowanej w [$m^3$],

$V_c$ – objętość całkowitą wody pobranej przez turbiny elektrowni wodnej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody pobranej przez te turbiny w [$m^3$].

2. W przypadku braku możliwości dokonania pomiarów w związku z kalibrowaniem lub serwisowaniem urządzeń służących do pomiaru strumienia objętości wody, dopuszcza się określenie objętości wody przepompowanej i wody pobranej przez turbiny dla celów obliczania ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym przy wykorzystaniu metod pośrednich opartych o charakterystyki energetyczne hydrozespołów. Okres ten nie może przekroczyć 336 godzin w roku.

3. Przez kalibrowanie i serwisowanie urządzeń, o których mowa w ust. 2, rozumie się czynności wykonywane w sposób określony w instrukcji obsługi tych urządzeń.

**§ 11.** 1. Dane dotyczące ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa, rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Przez dane, o których mowa w ust. 1, rozumie się również wyniki pomiarów i obliczeń, o których mowa w § 3–5.

3. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu; poprawki potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

4. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;
2) umożliwiający:
   a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem,
   b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

**§ 12.** Pomiarów:

1) ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5 ustawy, dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w miejscu wprowadzenia tej energii do sieci elektroenergetycznej,

2) ciepła albo chłodu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, dokonuje się na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu przyłączenia źródła ciepła albo chłodu do sieci ciepłowniczej albo chłodniczej, albo w przypadku lokalnego źródła ciepła albo chłodu, na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w źródle ciepła albo chłodu.

**§ 13.** Ciepło albo chłód występujące jako energia w jednostkach [GJ] podaje się w jednostkach [MWh] stosując do przeliczenia następującą zależność:

$$1\ [GJ] = 0{,}278\ [MWh],$$

– w zaokrągleniu do liczb całkowitych.

**§ 14.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia[2)].

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2018 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii (Dz. U. poz. 1596), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 4 ustawy z dnia … o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz….).

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii stanowi wykonanie delegacji ustawowej z art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą". Zgodnie z ww. przepisami, minister właściwy do spraw klimatu został zobowiązany do określenia w drodze rozporządzenia:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w Art. 70b ust. 8 albo art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz.

597).

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska<br>Pan Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Paweł Bogusławski – Główny Specjalista<br>tel. 691 985 561<br>mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023 r.<br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1387, z późn. zm.)<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>**…….** |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego wynika z nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii przez ustawę z dnia …, która zmieniła brzmienie art. 61 ustawy OZE, który zobowiązuje ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia, które określa:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 lub art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozwiązaniem problemu zdefiniowanego w pkt 1 jest wydanie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska. Osiągnięcie celu proponowanej regulacji nie jest możliwe za pomocą innych środków niż wydanie rozporządzenia.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

Rozwiązywany problem wynika z konstrukcji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz jej nowelizacji i nie dotyczy innych państw.

| **4. Podmioty, na które oddziałuje projekt** | | | |
|---|---|---|---|
| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
| Wytwórcy energii elektrycznej z OZE w instalacjach OZE. | Trudna do oszacowania. Powyżej 1 000 | Szacunki. | Projekt rozporządzenia ma charakter informacyjny. Zawiera wytyczne odnośnie: parametrów technicznych, technologicznych; wykonywania pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania energii elektrycznej i cieplnej wytworzonej w instalacji OZE; ilości udziału biomasy lokalnej w masie biomasy, m.in. na potrzeby otrzymania świadectwa pochodzenia lub sporządzenia deklaracji przystąpienia do aukcji; miejsc i sposobu wykonywania pomiarów energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz metody proporcjonalnego określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2016 r., poz. 1006, z późn. zm.), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
4) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej;
5) Przemysłowy Instytut Motoryzacji;
6) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.;
7) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
8) Towarowa Giełda Energii S.A.;
9) Agencja Rynku Energii S.A.;
10) Towarzystwo Obrotu Energią;
11) Krajowa Izba Gospodarcza;
12) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”;
13) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
14) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
15) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
16) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii;
19) Panel Słoneczny 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej;
20) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
21) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
22) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
23) Polska Geotermalna Asocjacja;
24) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
25) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC);
26) Krajowe Forum Chłodnictwa Związek Pracodawców;
27) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
28) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;

29)Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
30)Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej;
31)Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych;
32)Krajowa Rada Izb Rolniczych;
33)Polska Izba Biomasy;
34)Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom;
35)Stowarzyszenie Papierników Polskich;
36)Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
37)Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów;
38)Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu;
39)Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
40)Polski Komitet Energii Elektrycznej;
41)Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa;
42)Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
43)Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
44)SGS Polska Sp. z o. o.;
45)DEKRA Certification Sp. z o. o.;
46)Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla;
47)Instytut Technologii Drewna;
48)Biocontrol Sp. z o. o.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. z 2005 r. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Wydatki ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| Skutki | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków | | | | | | |
| | | Brak | | | | | | |
| Niemierzalne | | Brak | | | | | | |
| | | Brak | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw. |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |
| Omówienie wpływu | Brak | |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Zmiana rozporządzenia ma charakter wyłącznie techniczny i dostosowujący, nie jest planowana ewaluacja jej efektów.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

Brak

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A** [1)]

z dnia

**w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe**

Na podstawie art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz..) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

**§ 2.** 1. Pomiary ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe wykonuje się przy użyciu przyrządów pomiarowych i ich podzespołów, które spełniają wymagania określone w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 12 pkt 1–5 ustawy z dnia 13 kwietnia 2016 r. o systemach oceny zgodności i nadzoru rynku (Dz. U. z 2022 r. poz. 1854).

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2. Pomiary ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe wykonuje się:

1) w sposób ciągły;
2) w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem, w którym biogaz, biogaz rolniczy, biometan będzie przeznaczony do dalszego wykorzystania, z wyłączeniem biometanu przeznaczonego do skroplenia, którego pomiarów dokonuje się w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem jego skroplenia.

**§ 3.** 1. Dane dotyczące ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu;
3) poprawki potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

3. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;
2) umożliwiający:
   a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem;
   b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

**§ 4.** Ilość biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe oblicza się sumując wskazania przyrządów pomiarowo-rozliczeniowych instalacji odnawialnego źródła energii, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

**§ 5.** 1. Ilość biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowancyh środkami transportu innymi niż sieci gazowe przelicza się na ilość energii według wzoru:

$$E = CS \times V \times 0{,}00028$$

gdzie:

E – energia zawarta w biogazie, biogazie rolniczym albo biometanie wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażona w MWh;

CS – średniodobowe ciepło spalania biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażone w $MJ/m^3$;

V – ilość biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażona w $m^3$;

0,00028 – współczynnik konwersji wynikający z przeliczania MJ na MWh.

2. W celu określenia średniodobowego ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, o którym mowa w ust. 1:

1) w regularnych odstępach czasu, nie rzadziej niż co godzinę, wykonuje się pomiary ciepła ich spalania wyznaczone na podstawie stężeń co najmniej metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu w próbce biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu, zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO 6976 *Gaz ziemny. Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu*;
2) uśrednia się, w cyklu dobowym, pozyskane w wyniku pomiarów wartości ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

**§ 6**. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe realizuje upoważnienie z art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Na podstawie niniejszego upoważnienia minister właściwy do spraw klimatu i środowiska, w drodze rozporządzenia, określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;

3) sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 1 został określony zakres przedmiotowy projektu rozporządzenia.

W § 2 określono wymagania dotyczące przyrządów pomiarowych i ich podzespołów w zakresie wykonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Ponadto określono częstotliwość i miejsce pobrania próbki biogazu, biogazu rolniczego, biometanu.

W § 3 określono wymagania w zakresie sposobu rejestracji ilości biogazu, biogazu rolniczego, biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 4 określono sposób obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe po przez zsumowanie wskazań przyrządów pomiarowo-rozliczeniowych instalacji odnawialnego źródła energii, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

W § 5 ust. 1 wprowadzono wzór stosowany do przeliczenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

W ust. 2 określono zasady wyznaczania ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe

na podstawie stężeń co najmniej metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu, które stanowią podstawowe składniki chemiczne biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.

Analiza może zostać rozszerzona do innych związków chemicznych, jeśli metodyka pomiaru je uwzględnia. Jednak ze względu na podstawowy skład biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, obejmujący wymienione powyżej związki chemiczne, pomiary stężeń możemy ograniczyć tylko do metanu, azotu, dwutlenku węgla i tlenu.

Stężenia metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu mierzy się na podstawie składu chemicznego certyfikowanej mieszaniny wzorcowej, przy wykorzystaniu urządzenia pomiarowego, którego poprawność pomiarowo-analityczna jest kontrolowana nie rzadziej niż raz w roku przez porównania międzylaboratoryjne z laboratorium akredytowanym w tym zakresie.

Na podstawie wyznaczonych stężeń chemicznych określa się ciepła spalania dla biogazu biogazu rolniczego, biometanu zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO 6976 *Gaz ziemny. Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu*.

W § 6 określono termin wejścia w życie rozporządzenia.

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt nie wywiera wpływu na funkcjonowanie mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Anna Moskwa, Minister Klimatu i Środowiska<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Agnieszka Wiśniewska-Baran, Starszy specjalista<br>Departament Odnawialnych Źródeł Energii<br>agnieszka.wisniewska-baran@klimat.gov.pl | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.)<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych**<br>Ministra Klimatu i Środowiska<br>……. |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej z art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą minister właściwy do spraw klimatu i środowiska określi:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilości energii wyrażoną w MWh.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Dzięki wprowadzonym przepisom możliwe stanie się ustalenie rzeczywistej ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Celem projektowanych regulacji jest określenie wymagań pomiarów, miejsca przeprowadzania pomiarów oraz sposobu rejestracji wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Ponadto, w projekcie został wprowadzony sposób przeliczania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

Biorąc pod uwagę, że projektowane rozporządzenie realizuje obligatoryjne upoważnienie ustawowe, nie ma możliwości osiągnięcia założonego celu w sposób inny niż przez podjęcie stosownych działań legislacyjnych.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Rozwiązywany problem wynika wprost z kształtu projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) i nie jest przedmiotem analogicznych rozwiązań w innych krajach europejskich.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Polskie Centrum Akredytacji (PCA) | 1 | www.pca.gov.pl | PCA będzie wydawać akredytacje |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | laboratoriom akredytowanym, których zadaniem będzie przygotowanie próbki do weryfikacji poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do wyznaczenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe |
| Laboratoria akredytowane | Brak konkretnych danych | Brak | Laboratoria akredytowane będą przygotowywać próbki do weryfikacji poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do wyznaczenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe |
| Laboratoria badawcze | Brak konkretnych danych | Brak | Laboratoria badawcze będą przeprowadzać okresowe kontrole poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do określenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe |
| Przedsiębiorcy (wytwórcy biogazu, biogazu rolniczego i biometanu) | Brak konkretnych danych | Brak | Wprowadzone regulacje są podstawą do przeprowadzania pomiarów, rejestracji i sposobu przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego
2) Bank Ochrony Środowiska
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza
4) Enea Operator Sp. z o.o.
5) Energa-Operator S.A.
6) EON Sp. z o.o.
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
10) Główny Urząd Miar
11) Grupa Lotos S.A.
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
13) Instytut Energetyki Odnawialnej
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju
15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy
16) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa
19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.
20) Konfederacja Lewiatan
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan
22) Krajowa Izba Gospodarcza
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM
24) Orlen Południe S.A.
25) PGE Dystrybucja S.A.
26) PKP Energetyka S.A.
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
28) Polska Izba Biomasy
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
30) Polska Platforma LNG i BioLNG
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee"
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii

41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej
43) Towarowa Giełda Energii S.A.
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie
50) Urząd Dozoru Technicznego
51) Urząd Regulacji Energetyki
52) Veolia Energia Polska
53) Zielony Gaz Dla Klimatu
54) Związek Banków Polskich

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
3) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej
4) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.
Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.
Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.
Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.
Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.
Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Wydatki ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Brak wpływu |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Z projektowanych przepisów nie wynikają obciążenia dla budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego, wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.) | duże przedsiębiorstwa | | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | | | | | | | |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. | | | | | | |
| Niemierzalne | | Brak wpływu | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw. | | | | | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: … | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: … |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

**9. Wpływ na rynek pracy**

Projektowana regulacja może mieć wpływ na rynek pracy i przyczynić się do utworzenia nowych miejsc pracy. Przede wszystkim, ze względu na konieczność przeprowadzania pomiarów biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe przez wykwalifikowanych pracowników jednostek akredytowanych. Ponadto, zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy zaangażowanych w rozwój odnawianych źródeł energii.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ inne | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Przyjęte regulacje w zakresie pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe będą na bieżąco monitorowane i poddawane weryfikacji w zależności od rozwoju i kształtowania się rynku.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

Nie dotyczy.

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego**

Na podstawie art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. ..) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

**§ 2.** Pomiary ilości wodoru odnawialnego są dokonywane przez wytwórcę wodoru odnawialnego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2022 r. poz. 2063) oraz zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką.

**§ 3.** 1. Dane dotyczące ilości wodoru odnawialnego rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu i potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

3. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;

2) umożliwiający:

a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem,

b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

**§ 4.** Ilość wodoru odnawialnego oblicza się na podstawie zsumowania wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

**§ 5.** Pomiarów ilości wodoru odnawialnego dokonuje wytwórca wodoru odnawialnego w miejscu jego wytworzenia.

**§ 6.** Ilość wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh przelicza się według wzoru:

$$\mathrm{Eoze} = \frac{M_{H2} \times 39{,}41}{1000}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Eoze – ilość energii wytworzonej z wodoru odnawialnego w [MWh],

$M_{H2}$ – ilość wodoru odnawialnego wytworzonego z wykorzystaniem energii z odnawialnych źródeł energii w [kg],

– przyjmując, że 1kg wodoru odnawialnego zawiera 39,41 kWh energii.

**§ 7.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

# UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego realizuje delegację ustawową z art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z ww. przepisem minister właściwy do spraw klimatu, w drodze rozporządzenia, określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 1 został określony zakres przedmiotowy projektu rozporządzenia.

W § 2 określono wymagania w zakresie wykonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

W § 3 określono sposób rejestracji wodoru odnawialnego oraz wyników pomiarów i obliczeń wodoru odnawialnego.

W § 4 określono sposób obliczania ilości wodoru odnawialnego przez zsumowanie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

W § 5 określono miejsce dokonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

W § 6 określono wzór do przeliczania wodoru odnawialnego, na ilość energii (chemicznej) wyrażoną w MWh. We wskazanym wzorze określono również konkretną wartość opałową wodoru odnawialnego.

W § 7 określono termin wejścia w życie rozporządzenia. Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

| **Nazwa projektu** | **Data sporządzenia** |
|---|---|
| Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii w MKiŚ<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Szymon Byliński – Dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej, szymon.bylinski@klimat.gov.pl, 22 369 10 44 | **30.03.2023**<br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>**Nr w wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>……. |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej z art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", która nakazuje określić:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

Wprowadzone przepisy stanowią część legislacyjnego pakietu wodorowego ujętego w „*Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)*", których celem jest implementacja dyrektywy RED II w zakresie gwarancji pochodzenia wodoru odnawialnego oraz określenie mechanizmów wsparcia produkcji wodoru odnawialnego z OZE.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Dzięki wprowadzonym przepisom możliwe stanie się ustalenie rzeczywistej ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. W projekcie został także wprowadzony mechanizm przeliczania wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażonej w MWh, której ustalenie jest następnie podstawą do wydania gwarancji pochodzenia. Ponadto celem projektowanych regulacji jest również określenie sposobu rejestracji wytwarzanego wodoru odnawialnego oraz miejsca dokonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Rozwiązywany problem wynika wprost z kształtu projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) i nie jest przedmiotem analogicznych rozwiązań w innych krajach europejskich.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Polskie Centrum Akredytacji (PCA) | 1 | www.pca.gov.pl | PCA będzie wydawać akredytacje jednostkom akredytowanym, których zadaniem będzie weryfikacja ilości wytworzonego wodoru odnawialnego |
| Jednostki akredytowane | Brak konkretnych danych | Brak | Jednostki akredytowane będą zgłaszać się do PCA celem otrzymania akredytacji w |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | zakresie weryfikacji ilości wytworzonego wodoru odnawialnego |
| Przedsiębiorcy (wytwórcy wodoru odnawialnego) | Brak konkretnych danych | Brak | Wprowadzone regulacje są podstawą do przeprowadzania pomiarów, rejestracji i sposobu przeliczania wodoru odnawialnego wytworzonego (przede wszystkim) przez przedsiębiorców, celem końcowego wydania gwarancji pochodzenia |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt był przedmiotem pre-konsultacji z Instytutem Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy oraz z Instytutem Energetyki.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt został przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1.Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.
2.Bank Gospodarstwa Krajowego
3.Bank Ochrony Środowiska S.A.
4.Polski Fundusz Rozwoju S.A.
5.PKN Orlen S.A.
6.PGNiG S.A.
7.Grupa Azoty S.A.
8.ENEA S.A.
9.PERN S.A.
10. Gaz-System S.A.
11. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla
12. Remontowa Shiprepair Yard
13. EDAG Engineering Sp. z o.o.
14. Stworzarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
15. ILF Consulting Engineers Sp. z o.o.
16. Zespół Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.
17. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
18. Instytut Badań Edukacyjnych z siedzibą przy ul. Górczewskiej 8
19. Remontowa Shipbuilding S.A.
20. Związek Pracodawców Forum Okrętowe
21. Instytut Fizyki Molekularnej PAN z siedzibą w Poznaniu
22. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
23. Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza
24. MGS LAW Kancelaria Radców Prawnych Mądry, Sznycer, Sambożuk i Partnerzy
25. Krajowa Izba Gospodarcza
26. Kochański & Partners Sp. K.
27. OX2 Sp. z o.o.
28. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
29. Fundacja Kierunkowskaz
30. Bireta Professional Translations A. Kempińska J. Woźniakowska Sp. J.

31. Centrum Rozwoju Transportu Sp. z o.o.
32. Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o.
33. ABB Sp. z o.o.
34. Uniwersytet Wrocławski
35. Politechnika Wrocławska
36. Politechnika Warszawska
37. Instytut Wysokich Ciśnień PAN
38. Instytut Transportu Samochodowego
39. Instytut Techniczny Wojsk Lotniczych
40. Instytut Maszyn Przepływowych Im. R. Szewalskiego PAN
41. Instytut Energetyki
42. Fundacja KEZO przy Centrum Badawczym PAN
43. Tauron Polska Energia S.A.
44. Politechnika Rzeszowska im. I. Łukasiewicza
45. Politechnika Krakowska im. T. Kościuszki
46. Polskie Towarzystwo Chemiczne
47. Izba Gospodarcza Gazownictwa
48. Polski Rejestr Statków S.A.
49. Główny Instytut Górnictwa
50. Towarowa Giełda Energii S.A.
51. Esperis Sp. z o.o. i Wspólnicy Sp. K.
52. Stowarzyszenie Hydrogen Poland
53. TÜV SÜD Polska Sp. z o.o.
54. Alpetrol Sp. z o.o.
55. Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności
56. Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych
57. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
58. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
59. Fundacja Global Impact Poland
60. Miejski Zakład Komunikacji Wejherowo Sp. z o.o.
61. Krajowa Spółka Cukrowa
62. Klinika Nowych Technologii Energetyki Środowiskowej Sp. z o.o.
63. JSW Innowacje S.A.
64. Krajowa Izba Klastrów Energii
65. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.
66. Hynfra Sp. z o.o.
67. Hynfra Energy Storage Sp. z o.o.
68. Hydrogenius Sp. z o.o.
69. Hydrogen First Sp. z o.o.
70. H. Cegielski - Fabryka Pojazdów Szynowych Sp. z o.o.
71. Grupa Lotos S.A.
72. G-ENERGY S.A.
73. GAS-TRADING S.A.
74. Fiorentini Polska Sp. z o.o.
75. Gas-Storage Poland Sp. z o.o.
76. Eko-Konsult Sp. z o.o.
77. Automatic Systems Sp. z o.o.
78. Biproraf Sp. z o.o.

79. Co-Made Sp. z o.o.
80. Ekoenergetyka Polska S.A.
81. Polenergia S.A.
82. ASE ATEX Sp. z o.o.
83. Alstom Konstal S.A.
84. PROJMOS Biuro Projektów Budownictwa Morskiego Sp. z o.o.
85. POL-SPEC-TECH-SERVICE Sp. z o.o.
86. Nexus Consultants Sp. z o.o.
87. Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych
88. Węglokoks S.A.
89. Wind & Water Systems Sp. z o.o.
90. WIT-Composites Stanisława Michalina Rusiecka
91. Zakład Produkcyjno-Badawczy "Politerm" Sp. z o.o.
92. Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii z siedzibą w Warszawie
93. Prosper Advertising & Publishing Maciej Czerniawski
94. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy
95. Westwind Energy Polska Sp. z o.o.
96. Uniqate Sp. z o.o.
97. Wałbrzyskie Zakłady Koksownicze Victoria S.A.
98. Toyota Motor Company Limited Sp. z o.o.
99. Transition Technologies S.A.
100. PKP Energetyka S.A.
101. Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych
102. Sonel S.A.
103. Stowarzyszenie Rozwoju Innowacyjności Energetycznej w Zgorzelcu - Koordynator Zgorzeleckiego Klastra Rozwoju OZE i Efektywności Energetycznej
104. RS Energy Sp. z o.o.
105. Przedsiębiorstwo Badawczo-Wdrożeniowe OLMEX S.A.
106. SES HYDROGEN S.A.
107. Sescom S.A.
108. Pratt & Whitney Rzeszów S.A.
109. Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego
110. Polska Izba Przemysłu Chemicznego
111. Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej
112. Polska Grupa Wodorowa Sp. z o.o.
113. Pojazdy Szynowe PESA Bydgoszcz S.A.
114. PGNiG Gazoprojekt S.A.
115. Nepthyne S.A.
116. Politechnika Lubelska
117. Centrum Łukasiewicz
118. Inwebit
119. Górnośląska-Zagłębiowska Metropolia
120. Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Ciężkiej Syntezy Organicznej "Blachownia"
121. Linde Gaz Polska Sp. z o.o.
122. Politechnika Śląska
123. Ekoenergetyka Engineering
124. Antea Group
125. 2AK Sp. z o.o. Sp. K.

126. Stowarzyszenie Polska Grupa Transformacji Wodorowej
127. Promet-Plast S.C. Elżbieta Jeżewska Andrzej Jeżewski
128. Fundacja na Rzecz Ochrony Dóbr Kultury
129. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
130. AGH im. Stanisława Staszica w Krakowie
131. Andrzej Kozbiał, Adam Kozbiał PETROSTER - SERWIS S.J.
132. Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej S.A.
133. LOTOS Petrobaltic S.A.
134. UTC Aerospace Systems Wrocław Sp. z o.o.
135. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego
136. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
137. Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki "ENERGOPOMIAR"
138. Siemens Mobility Sp. z o.o.
139. Logon S.A.
140. Stowarzyszenie Kujawsko-Pomorskie Centrum Edukacji Ekologicznej i Sportu
141. ARP E-VEHICLES Sp. z o.o.
142. J.S. Hamilton Poland S.A.
143. Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna S.A.
144. Smartt Re Sp. z o.o.
145. Związek Pracodawców Polskie Szkło
146. OMIS S.A.
147. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
148. Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji WARTA S.A.
149. Honeywell Sp. z o.o.
150. Elektrometal S.A.
151. Electrum Induce Sp. z o.o.
152. Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o.
153. Innovation Agnieszka Keller
154. Powszechny Zakład Ubezpieczeń S.A.
155. MP Polskie Klastry Sp. z o.o.
156. AIUT Sp. z o.o.
157. Polska Agencja Inwestycji i Handlu
158. Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.
159. KGHM Polska Miedź S.A.
160. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
161. Domański Zakrzewski Palinka Sp. K.
162. Zespół Szkół Naftowo Gazowniczych Im. Ignacego Łukasiewicza w Krośnie
163. Kancelaria Ożóg Tomczykowski Sp. z o.o.
164. BEST Systemy Grzewcze Sp. z o.o.
165. Collegium Witelona Uczelnia Państwa
166. CIM-mes Projekt Sp. z o.o.
167. Uniwersytet Warszawski
168. Biuro Studiów, Projektów i Realizacji "Energoprojekt-Katowice" S.A.
169. Przedsiębiorstwo Handlowo-usługowe "GEMARK"
170. Ferox Energy System Sp. z o.o.
171. Naftoserwis Sp. z o.o.
172. Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza
173. DUON Dystrybucja Sp. z o.o.

174. Bonett Polska S.A.
175. Centrum Badań i Innowacji PRO-AKADEMIA
176. Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Rybniku
177. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
178. ArcelorMittal Poland S.A.
179. Grupa Azoty "KOLTAR" Sp. z o.o.
180. Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o.
181. mh.energy sp. z o.o.
182. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
183. SWECO Polska Sp. z o.o.
184. SMM Legal
185. Aleksander Tretyn Stowarzyszenie "Z energią o prawie"
186. Bank Energy Sp. z o.o.
187. Związek Banków Polskich
188. Veolia Energia Polska S.A.
189. Protium Prosta Spółka Akcyjna
190. Osborne Clarke Olkiewicz Świerzewski i Wspólnicy S.K.A.
191. Uniserv SA
192. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
193. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
194. PGNiG Technologie Spółka Akcyjna
195. Uniwersytet Szczeciński
196. PGNiG TERMIKA Spółka Akcyjna
197. Dafnoss Poland sp. z o o.
198. W2H2 sp. z o.o.
199. Pracodawcy Rzeczpospolitej Polskiej
200. AVL Software and Functions
201. Województwo Pomorskie
202. Kuratorium Oświaty w Bydgoszczy
203. Gmina Słupsk

Projekt rozporządzenia został przesłany do opiniowania, z terminem 14 dni na zgłoszenie ewentualnych uwag, do następujących podmiotów:

1.Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
2.Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
3.Narodowe Centrum Badań Jądrowych
4.Urząd Regulacji Energetyki
5.Główny Urząd Miar
6.Urząd Dozoru Technicznego
7.Urząd Transportu Kolejowego
8.Transportowy Dozór Techniczny
9.Komenda Główna Straży Pożarnej
10. Główny Urząd Nadzoru Budowlanego
11. Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad
12. Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
13. Centrum Łukasiewicz
14. Polskie Centrum Akredytacji

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | | | | | | | | | | | | |
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |
| **Wydatki ogółem** | | | | | | | | | | | | |
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |
| **Saldo ogółem** | | | | | | | | | | | | |
| budżet państwa | | | | | | | | | | | | |
| JST | | | | | | | | | | | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | | | | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Brak wpływu |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Z projektowanych przepisów nie wynikają obciążenia dla budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego, wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków. |
| Niemierzalne | | Brak wpływu |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw. | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☒ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒nie dotyczy |

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

**9. Wpływ na rynek pracy**

Projektowana regulacja może mieć wpływ na rynek pracy i przyczynić się do utworzenia nowych stanowisk. Przede wszystkim ze względu na konieczność weryfikacji ilości wytworzonego wodoru odnawialnego przez wykwalifikowanych pracowników jednostek akredytowanych.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne | ☐ demografia | ☐ informatyzacja |
| ☐ sytuacja i rozwój regionalny | ☐ mienie państwowe | ☐ zdrowie |
| ☒inne: energetyka | | |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Wodór odnawialny pozwali na wytworzenie „zielonej" energii elektrycznej, co stanowi wielką szansą nie tylko na dywersyfikację źródeł energii i kompleksową transformację energetyczną w Polsce, ale także na m.in. budowę gospodarki zeroemisyjnej i poprawę jakości środowiska naturalnego ( ze szczególnym uwzględnieniem jakości powietrza). |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** |
|---|
| Przyjęte regulacje w zakresie pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego będą na bieżąco monitorowane i poddawane weryfikacji w zależności od rozwoju i kształtowania się rynku. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| *„Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)”* |

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**R A D Y  M I N I S T R Ó W**

z dnia

**w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej**

Na podstawie art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dla których w 20… r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 tej ustawy, dla instalacji wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy – wynosi: ….. MW;
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – wynosi: ….. MW;
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków – wynosi:….. MW;
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3 – wynosi: ….. MW;
5) hydroenergię – wynosi: ….. MW;
6) biomasę – wynosi: ….. MW.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**PREZES RADY MINISTRÓW**

## UZASADNIENIE

Celem publikacji projektowanego rozporządzenia jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce z jednoczesną ochroną stabilności systemu elektroenergetycznego.

Nieustannie wzrasta poziom wytwarzania energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, co wymaga zapewnienia jak największych możliwości zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego. W związku z powyższym, niezbędne jest podjęcie kroków zaradczych polegających na wydaniu projektowanego rozporządzenia i wsparcia tzw. stabilnych źródeł energii.

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach, zwanej dalej „ustawą". Art. 70i ust. 2 ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów dla wydania rozporządzenia, określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego.

System wsparcia operacyjnego jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, nie wymagających poniesienia wydatków modernizacyjnych większych niż 25% w stosunku kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji ponoszą koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Jest to nowy system wsparcia, dedykowany dla elektrowni wodnych, biomasowych oraz biogazowych, w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia.

Ustalenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii jest kluczowe dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy, albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę

– po upływie dla tych instalacji okresu wsparcia, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub art. 77 ust. 1.

Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia deklaracji, która jest uregulowana w art. 70h ust. 1–4 ustawy, na której podstawie Prezes URE w ciągu 45 dni wydaje zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70h ust. 1, art. 70g oraz art. 70j ustawy oraz w okresie, o którym mowa w art. 70j ust. 3 ustawy, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji.

Rozporządzenie wydane na podstawie art. 70i ustawy wskazuje wartości maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji, których przekroczenie, obok ryzyka niezbilansowania produkcji energii z instalacji odnawialnego źródła energii (dalej: „OZE") w krajowym systemie elektroenergetycznym jest przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

W związku z powyższym, projektowane rozporządzenie określa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w 202… r. Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy, która dla instalacji wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy – wynosi: ….. MW;

2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – wynosi: ….. MW;

3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków – wynosi: ….. MW;

4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3 – wynosi: ….. MW;

5) hydroenergię – wynosi: ….. MW;

6) biomasę – wynosi: ….. MW.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>…2023 r.<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br><br>Art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.)<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** |
|---|---|

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Wytwórca energii w instalacji odnawialnego źródła energii, korzystający z systemu wsparcia operacyjnego, może dokonać sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", po uzyskaniu zaświadczenia, o którym mowa w art. 70h ust. 5 tej ustawy, wydawanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE". Wydanie przedmiotowego rozporządzenia jest niezbędne do określenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes URE może wydać w/w zgodę na podstawie art.70h ust. 5 ustawy.

Art. 70i ust. 2 ustawy zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii korzystających ze wsparcia operacyjnego, dla których Prezes URE może wydać w danym roku kalendarzowym, zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na wsparcie operacyjne.

Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1 ustawy, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnych tej mocy w przypadkach:

1) osiągnięcia mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych;
2) wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, rozumianego jako przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego.

Brak realizacji ww. delegacji poprzez zaniechanie określenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej może negatywnie wpłynąć na zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce i tym samym na stan bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej są także ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemach wsparcia w danym roku, a tym samym na realizację.

Projekt rozporządzenia sporządzono biorąc pod uwagę ocenę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, mając na uwadze potrzebę ochrony środowiska naturalnego, potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi oraz cele gospodarcze i społeczne.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce w oparciu o kryteria przejrzystości i przewidywalności.

W celu zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego rekomendowane jest wydanie przez Radę Ministrów w terminie do dnia 31 października danego roku przedmiotowego rozporządzenia, określając maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy.

Ustalenie tych wartości jest kluczowe dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy, albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę,

– po upływie dla tych instalacji okresu wsparcia, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub art. 77 ust. 1 ustawy.

Przygotowanie projektu rozporządzenia zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. W tym celu przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę odnawialnych źródeł energii.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Wybór formy wprowadzenia ograniczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii należy do poszczególnych państw członkowskich i nie jest objęty uregulowaniami unijnymi. Projektowane rozporządzenie ma charakter wykonawczy w stosunku do rozwiązań przyjętych ustawowo. Nie przewiduje się konieczności prowadzenia analiz porównawczych z innymi państwami OECD/UE.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, dla których kończy się udział w dotychczasowych systemach wsparcia) | Około 920 wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej około 218 MW | Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) | Wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE zainteresowani korzystaniem z systemów wsparcia dla instalacji, którym skończyło się wsparcie. Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację we właściwym pod względem mocy zainstalowanej systemie wsparcia, a tym samym na realizację |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Proponuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym (14 dni) z następującymi podmiotami:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,

7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:
1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:
1) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Pracodawcy RP,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 2023 r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej. |

## 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| | | - | - | - | - | - | - | - |

| | | |
|---|---|---|
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |
| Niemierzalne | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz: Brak.

**9. Wpływ na rynek pracy**

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla dalszej działalności przedsiębiorstw, którym skończyło się wsparcie na wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie jedną z form biogazu, hydroenergię lub biomasę. Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji pozwoli na zachowanie stabilności systemu elektroenergetycznego. |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja efektów wejścia w życie rozporządzenia zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną:

| |
|---|
| - liczba instalacji, które korzystają z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych,<br>- sumaryczna moc elektryczna zmodernizowanych instalacji,<br>- wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| - |

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji**

Na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Do kosztów kwalifikowanych, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", zalicza się wydatki poniesione na:

1) przygotowanie studium wykonalności, w tym niezbędne badania i analizy (w szczególności w zakresie zasobów wodnych i potencjału hydroenergetycznego albo pozyskania surowców);
2) przygotowanie projektu inwestycyjnego;
3) uzyskanie:
   a) pozwolenia na budowę, o którym mowa w art. 28 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. 2023 r. poz. 682, z późn. zm.),
   b) zgody wodnoprawnej, o której mowa w art. 388 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2022 r. poz. 2625, z późn. zm.),
   c) decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029, z późn. zm.),

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

d) zgód niezbędnych do lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii,

e) pozwolenia na użytkowanie obiektu budowlanego, o którym mowa w art. 59 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane.

**§ 2.** Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 2 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) zakup lub wytworzenie:

a) urządzeń bezpośrednio związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, takich jak generatory energii elektrycznej lub urządzenia, w których następuje konwersja energii na energię elektryczną,

b) układów napędowych, przekładni, sprzęgieł, i innych urządzeń odpowiadających za przeniesienie napędu,

c) przekształtników energii, transformatorów mocy oraz innych urządzeń służących przetwarzaniu energii elektrycznej,

d) aparatury kontrolnej i systemów sterowania urządzeniami,

e) sprzętu komputerowego niezbędnego do prawidłowego uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii,

f) urządzeń i narzędzi oraz innego wyposażenia niezbędnego do prawidłowego uruchomienia i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii;

2) prace rozbiórkowe lub demontażowe niezbędne do przeprowadzenia robót budowlanych;

3) roboty budowlane wraz z materiałami niezbędnymi do ich przeprowadzenia;

4) montaż instalacji odnawialnego źródła energii w całości, jak i poszczególnych urządzeń i elementów wchodzących w jej skład;

5) opłaty przyłączeniowe;

6) infrastrukturę techniczną bezpośrednio związaną z nową inwestycją;

7) nadzór inwestorski.

**§ 3.** Do kosztów, o których mowa w 74 ust. 2a pkt 3 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na transport, załadunek i wyładunek instalacji odnawialnego źródła energii w całości, jak i urządzeń i elementów wchodzących w jej skład.

**§ 4.** Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 4 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) usługi badawczo-pomiarowe;

2) wyłącznie pierwsze uruchomienie urządzenia wchodzącego w skład instalacji odnawialnego źródła energii;

3) rozruch urządzenia wchodzącego w skład instalacji odnawialnego źródła energii;

4) serwis przeprowadzony najpóźniej do momentu pierwszego uruchomienia.

**§ 5.** Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 5 ustawy, zalicza się wyłącznie wydatki poniesione na szkolenia i instruktaż personelu dotyczący czynności bezpośrednio związanych z działaniem instalacji odnawialnego źródła energii i niezbędnych do jej prawidłowego i niezakłóconego funkcjonowania.

**§ 6.** Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 6 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) systemy i usługi informatyczne niezbędne do uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii;
2) licencje na dobra i usługi wskazane dla prawidłowego i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii;
3) nieopatentowaną wiedzę techniczną i technologiczną.

**§ 7.** Maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii wynosi dla instalacji:

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;

8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej;
19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;

20) w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych – … zł/MW;
21) dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego – … zł/MW;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
24) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;
25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW.

**§ 8.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU**
**I ŚRODOWISKA**

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia w drodze rozporządzenia szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oraz maksymalnej wartości tych kosztów w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii o mocy określonej w art. 77 ust. 5.

W rozporządzeniu uwzględniono wyłącznie instalacje odnawialnego źródła energii wskazane w art. 74 ust. 9, a więc wykorzystujące:

a) wyłącznie biogaz rolniczy, albo
b) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
c) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
d) wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo
e) wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo
f) biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego, albo układem hybrydowym, albo
g) odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14 i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji.

Przy ustalaniu wyżej wspomnianego katalogu kosztów kwalifikowanych oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

- parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- techniczne warunki pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego.

Wskazane w § 1–6 szczegółowe koszty kwalifikowane wybudowania nowej referencyjnej instalacji, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość rozwoju odnawialnych źródeł poprzez racjonalne kosztowo utrzymanie w systemie funkcjonujących jednostek (modernizacja) i zwiększenie ich mocy lub produktywności w systemie aukcyjnym. Jest to

szczególnie istotne w odniesieniu do wpływu na krajowe i lokalne bezpieczeństwo energetyczne oraz środowisko naturalne.

Rozwój odnawialnych źródeł energii jest istotny ze względu na:

- konieczność redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w tym $CO_2$ oraz pochodzących z metanu (biogazownie rolnicze), dzięki utrzymaniu mocy w systemie i mniejszą potrzebę pokrywania zapotrzebowania energetycznego kraju przez elektrownie konwencjonalne oparte na spalaniu paliw kopalnych ,
- zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych (elektrownie wodne),
- oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej ciepła i chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych (instalacje wytwarzające energię elektryczną i ciepło z biomasy w wysokosprawnej kogeneracji).

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowany katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii przyczyni się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 7 projektu rozporządzenia została określona dla maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnione w ramach systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych i wyszczególnione w art. 74 ust. 9 ustawy.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonych w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom

społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023 r.<br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>Art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm. )<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego:

- szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,
- maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji.

Brak realizacji ww. delegacji może negatywnie wpłynąć na proces modernizowania instalacji i rozwój odnawialnych źródeł energii.

Określenie katalogu kosztów kwalifikowanych jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez zapewnienie stabilności przepisów dla wytwórców energii w modernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, którzy chcą uzyskać refinansowanie kosztów za sprawą przystąpienia do systemów wsparcia w formie taryfy gwarantowanej w ramach istniejącego systemu FIT (o mocy mniejszej niż 500 kW), (ii) do dopłat do ceny rynkowej, w ramach istniejącego systemu FIP (o mocy nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW) (iii) systemu aukcyjnego (dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, a w przypadku elektrowni wodnych nie większej niż 5 MW).

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku zakłada, że w 2030 r. udział energii wytworzonej w instalacjach OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie 23%, a w zakresie produkcji energii elektrycznej osiągnie poziom 32%. Spełnienie tych założeń wymaga nie tylko włączania nowych instalacji, ale także utrzymania sprawności funkcjonujących już jednostek. Ze względu na ograniczanie kosztów, w tym dla odbiorców końcowych, wskazane jest, by ewentualne modernizacje zostały przeprowadzone tylko w zakresie wymaganym dla ich dalszego funkcjonowania w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Należy tu wskazać, że podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE liczony jest jako pierwsze 15 lat jej pracy. Wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) przekroczył lub zbliża się do tak określonego progu. Brak wdrożenia systemu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE może skutkować ich zamknięciem i koniecznością uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE. Wiązałoby się to z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych. Przewiduje się, że koszt wsparcia instalacji zmodernizowanych (w perspektywie do końca 2045 roku), w zależności od stopnia niezbędnych prac modernizacyjnych będzie mniejszy o około 1/3 niż koszt wybudowania nowych instalacji.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych oraz maksymalne wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła

energii. Ustalenie tego katalogu oraz wartości kosztów są kluczowe dla uczestnictwa zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii w systemach wsparcia.

Przygotowanie niniejszego projektu zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. Przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę odnawialnych źródeł energii, do których projektodawca wystąpi z prośbą o przedstawienie, na podstawie realizowanych projektów inwestycyjnych, następujących informacji:

- rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii;
- istotnych parametrów technicznych i ekonomicznych funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakładów inwestycyjnych ponoszonych w okresie przygotowania projektu i jego realizacji wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- założeń dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego.

Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii stanowi wyczerpujące rozwinięcie ogólnego katalogu wskazanego w art. 74 ust. 2a ustawy, zawierającego następujące grupy kosztów:

1) opracowania dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń i decyzji bezpośrednio związanych z wybudowaniem instalacji odnawialnego źródła energii ;
2) zakupu lub wytworzenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń niezbędnych do jej prawidłowego uruchomienia i eksploatacji, w tym robót budowlano-montażowych bezpośrednio związanych z realizacją inwestycji w zakresie tej instalacji oraz urządzeń;
3) dostawy instalacji odnawialnego źródła energii lub urządzeń i elementów wchodzących w jej skład lub urządzeń niezbędnych do jej uruchomienia lub eksploatacji ;
4) sprawdzenia, przystosowania i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii ;
5) szkolenia personelu lub instruktażu, - pod warunkiem, że koszty te są ujęte w wartości początkowej zakupionych lub wytworzonych wartości niematerialnych i prawnych w ewidencji środków trwałych lub wartości niematerialnych i prawnych wytwórcy energii;
6) zakupu wartości niematerialnych i prawnych bezpośrednio związanych z instalacją odnawialnego źródła energii i dedykowanych lub wytworzonych dla wytwórcy energii lub powszechnie niedostępnych .

Do wyliczenia maksymalnych wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na moc zainstalowaną zastosowane zostaną dane z analizy informacji otrzymanych od partnerów społecznych w drodze konsultacji w zakresie parametrów techniczno-finansowych inwestycji w odnawialne źródła energii w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej dla poszczególnych technologii, w tym nakładów inwestycyjnych ponoszonych w trakcie przygotowania projektu i jego budowy wraz z infrastrukturą techniczną.

Z uwagi na powyższe oraz na konieczność realizacji upoważnienia ustawowego, nie jest możliwe osiągnięcie ww. celów w inny sposób niż poprzez podjęcie działań legislacyjnych.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie projektu rozporządzenia z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie jest możliwe.

Należy również zauważyć, że nie tylko mechanizm, ale również kategorie czy rodzaje kosztów są znacząco różne, a indywidualne podejście do kwalifikowalności kosztów nie pozwala na ich proste porównanie.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, dla których kończy | Trudna do oszacowania.<br>Powyżej 1100 | Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach | Wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE zainteresowani przystąpieniem do systemów wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| się udział w dotychczasowych systemach wsparcia) | | energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) | Informacje dotyczące katalogu i maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację we właściwym pod względem mocy zainstalowanej systemie wsparcia, a tym samym na realizację |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r. poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
10) Krajowa Izba Gospodarcza;
11) PKN Orlen S.A.;
12) Polska Geotermalna Asocjacja;
13) Polska Izba Biomasy;
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;

35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa;
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
2) Konfederacja Lewiatan;
3) Pracodawcy RP;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Nie dotyczy – z uwagi na konstrukcję systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz sposobu ich finansowania, który nie obciąża sektora finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |

| | | |
|---|---|---|
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.<br>W kontekście działalności przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia (FIT/FIP/aukcyjnego) przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie. |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| Komentarz: Brak | |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych – budowlanym czy serwisowym. Modernizacja istniejących instalacji OZE zapewni utrzymanie mocy w systemie i zapobiegnie ich wyłączeniu, co mogłoby skutkować zmniejszeniem miejsc pracy. Rozpatrując sytuację przeprowadzenia modernizacji instalacji zamiast budowy nowej w jej miejsce nowego obiektu przekłada się na racjonalizację ponoszonych kosztów przede wszystkim w zakresie urządzeń i zakresu robót. W takim wypadku ewentualne oszczędności na nakładach inwestycyjnych przy modernizacji będą przeznaczone na inne inwestycje w zakresie mocy wytwórczych w OZE, co może pozytywnie wpłynąć na rynek pracy. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne | ☐ demografia | ☐ informatyzacja |
| ☐ sytuacja i rozwój regionalny | ☐ mienie państwowe | ☐ zdrowie |
| ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE | |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla działalności przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia (FIT/FIP/aukcyjnego). Modernizacja instalacji OZE o stabilnych profilach wytwarzania (wykorzystujących różne formy biogazu, biomasę oraz hydroenergię) ma pozwolić na ich utrzymanie w systemie elektroenergetycznym, co będzie przekładać się na jego stabilność oraz zwiększanie udziału OZE w powiązaniu z wchodzeniem do systemu nowych instalacji OZE. |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Projektowana regulacja wjedzie w życie 14 dni po ogłoszeniu.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną:

- liczba instalacji, które korzystają z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych,
- sumaryczna moc elektryczna zmodernizowanych instalacji,
- wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

-

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej**

Na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ... ) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną", wytworzona w instalacjach, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą",;
2) okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu zgodnie z art. 92 ust. 1 ustawy oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję;
3) referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22 ustawy wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej wytworzonej energii elektrycznej w ciągu roku dla danego typu instalacji.

**§ 2.** Cena referencyjna dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy:

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….zł za MWh;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …. zł za MWh;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….zł za MWh;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;

13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ……zł za MWh;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi ……zł za MWh;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
20) w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, wynosi …..zł za MWh;
21) w instalacji termicznego przekształcania odpadów lub dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, wynosi …..zł za MWh;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji, wynosi … zł za MWh;
24) wykorzystujących wyłącznie biopłyny do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;

25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie, wynosi …..zł za MWh;
26) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie, wynosi ……zł za MWh;
27) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
28) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
29) wykorzystujących wyłącznie energię geotermalną do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
30) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….. zł za MWh;
31) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….. zł za MWh.

**§ 3.** Referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22, wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, wytworzonej w ciągu roku dla danego typu instalacji, wynosi dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22:

1) pkt 1 i1a – 7800 MWh na  MW na rok;
2) pkt 2–3a – 5000 MWh na MW na rok;
3) pkt 4 i 4a – 7800 MWh na MW na rok;
4) pkt 5 – 4800 MWh na MW na rok;
5) pkt 6–7a – 7700 MWh na MW na rok;
6) pkt 8–9a – 5000 MWh na MW na rok;
7) pkt 10 i 10a – 7800 MWh na MW na rok;
8) pkt 11 – 7000 MWh na MW na rok;
9) pkt 12 – 4500 MWh na MW na rok;

10) pkt 13–14 – 7200 MWh na MW na rok;
11) pkt 15 – 8000 MWh na MW na rok;
12) pkt 16 – 2900 MWh na MW na rok;
13) pkt 17 – 3300 MWh na MW na rok;
14) pkt 18 – 5000 MWh na MW na rok;
15) pkt 19 – 5600 MWh na MW na rok;
16) pkt 20 – 7000 MWh na MW na rok;
17) pkt 21–22 – 1000 MWh na MW na rok.

**§ 4.** Okresy, o których mowa w § 1 pkt 2, wynoszą 15 lat.

**§ 5.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia[2)].

**MINISTER KLIMATU**

**I ŚRODOWISKA**

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje (Dz. U. poz. 2247), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 4 ustawy z dnia……2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 77 ust. 3 ustawy

z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia:

1) maksymalnej ceny w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwanej dalej „ceną referencyjną”, wytworzona w instalacjach, o których w mowa w ust. 5 pkt 1–22,
2) okresu, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okresu prawa do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązującego wytwórców, którzy wygrają aukcję, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach, oraz
3) referencyjnego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 1–22 ustawy.

Przy ustalaniu ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, oraz okresów o których mowa w art. 77 ust. 3 ustawy, minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

- parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- techniczne warunki pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej lub biogazu rolniczego do sieci;
- koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;

- przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw oraz jednostkowe ceny uprawnień do emisji $CO_2$;
- koszty kapitału własnego wytwórcy energii elektrycznej lub biogazu rolniczego;
- wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych;
- cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
- oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Dla wszystkich rodzajów instalacji określono ceny referencyjne wyrażone w zł na MWh. W przypadku hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, uwzględniono ich mieszany charakter źródeł wytwarzania, a więc możliwość wchodzenia w skład takiej instalacji wielu różnych źródeł oze. Cenę referencyjną dla tego rodzaju instalacji wylicza się zgodnie z wzorem określonym w art. 77 ust. 5a ustawy biorąc pod uwagę, że żadne ze źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej nie będzie mogło być znacząco dominujące, czyli stopień wykorzystania jego mocy zainstalowanej elektrycznej jest zgodny ze wskazanym w art. 77 ust. 5b.

Zgodnie z przepisami ustawy wyliczając cenę referencyjną dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii należy uwzględnić m.in. referencyjne wolumeny sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji wchodzących w skład instalacji hybrydowej, określone § 3 rozporządzenia, oraz ceny referencyjne określone dla instalacji wchodzących w skład instalacji hybrydowej, wskazane w § 2 ust. 1 pkt 1–31 rozporządzenia.

Wskazane w § 2 projektu wartości cen referencyjnych, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Powyższe ma niezwykle istotne znaczenie, m.in. w odniesieniu do wpływu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu oraz oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych (tworzenie biogazowni rolniczych oraz biogazowni innych niż rolnicze wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji

biomasowych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w wysokosprawnej kogeneracji), a także zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych (tworzenie elektrowni wodnych). Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości cen referencyjnych w połączeniu z przewidzianymi do sprzedaży w drodze aukcji wolumenami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przyczynią się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 3 projektowanego rozporządzenia określono referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh wytworzonej energii elektrycznej w ciągu roku, o którym mowa w art. 77 ust. 1pkt 3 ustawy. Do jego określenia wzięto pod uwagę najlepszą dostępną wiedzę o przeciętnej rocznej produkcji danych instalacji oze, w tym informacje przekazywane przez wytwórców.

W § 4 określono okres obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję. Okres ten wynosi 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach i jest liczony zgodnie z art. 92 ust. 6 ustawy. Przedmiotowy okres został również uwzględniony przy wyliczaniu wysokości ceny referencyjnej.

Projekt przedmiotowej regulacji z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt nie wywiera wpływu na mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

Projekt rozporządzenia uwzględnia zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzane ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej

w morskich farmach wiatrowych.

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z przepisami prawa Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023 r.<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe: art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.).<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn zm.), zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego:

- maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną „ceną referencyjną";
- okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję;
- referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii złożonych z instalacji wskazanych w art. 77 ust. 5 pkt. 1–23 ustawy.

Określenie ceny referencyjnej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.

Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w aukcyjnym systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, co umożliwi rozstrzygnięcie aukcji.

Wyznaczenie ceny referencyjnej oznacza, że oferty powyżej jej wartości będą automatycznie odrzucane, nawet jeśli nie będzie innych ofert, co skutkować może brakiem osiągnięcia założonego dla danej aukcji celu w zakresie zakontraktowania odpowiedniego wolumenu energii. Wysokość ceny referencyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony jako „rozsądny", który jest zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji OZE. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez inwestorów wiążących ofert, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Ceny referencyjne stanowią także podstawę wyznaczania poziomu stałej ceny zakupu dla źródeł o mocy do 500 kW (FIT) oraz poziomu pokrycia ujemnego salda dla źródeł o mocy od 500 kW do 1 MW (FIP). Zgodnie z przepisami ustawy są one odpowiednio korygowane - 95% i 90% wielkości ceny referencyjnej, dla poszczególnych instalacji wskazanych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy.

Przygotowanie niniejszego projektu zostało poprzedzone analizą danych przekazanych przez podmioty branży OZE i wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii przeprowadzonych w latach poprzednich.

W przypadku instalacji hybrydowych cena referencyjna wyliczana jest z wykorzystaniem wzoru wskazanego w art. 77 ust. 5a na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej. Przy wyliczeniach uwzględnia się także referencyjne wolumeny sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji wchodzących w

skład instalacji hybrydowej (określonej w MWh na MW na rok odpowiadające średniorocznej produkcji dla danego rodzaju instalacji), które określono w § 3 rozporządzenia.

Zgodnie z delegacją ustawową, wskazany został również okres obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję. Okres ten wynosi 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach, liczony zgodnie z art. 92 ust. 6 ustawy.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD na UE?**

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną).

Ponadto, podkreślenia wymaga fakt, iż w niektórych państwach, które wprowadziły ograniczenia cenowe o podobnym charakterze jak cena referencyjna w polskim systemie (np. Peru, Republika Południowej Afryki), górna granica, powyżej której oferty będą odrzucane, nie jest podawana do publicznej wiadomości.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii) | Trudna do oszacowania. Powyżej 1000–1100 | Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii | Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji. Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w aukcyjnym systemie wsparcia, a tym samym na realizację |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,

11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Pracodawcy RP,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | -- | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem aukcyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz istotnym sygnałem dla inwestorów. |

## 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| Niemierzalne | brak | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej.<br>W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą chciały przystąpić do aukcyjnego systemu wsparcia przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie. Cena referencyjna wskazuje bowiem górną granicę kosztu wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia przystąpienia do aukcji. Powyższe oznacza, iż przedsiębiorstwa, których projekty inwestycyjne lub instalacje funkcjonujące będą charakteryzować się kosztami wyższymi niż cena referencyjna nie będą mogły wziąć udziału w aukcji (w odniesieniu do tych projektów lub instalacji), a tym samym ich projekty inwestycyjne nie będą realizowane, a instalacje istniejące nie będą migrować do systemu aukcyjnego. | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz:
Brak

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Nie dotyczy |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Projektowana regulacja będzie obowiązywała w roku wydania oraz na okres w którym nie zmienią się koszty prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu energii w instalacjach oze. W przypadku zmiany takich kosztów, np. w wyniku postępu technologicznego lub innych zdarzeń wpływających na zmianę kosztów lub referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej w ramach instalacji hybrydowych.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie analizy danych kosztów wytwarzania energii w instalacji oze dokonywanej w kolejnym roku. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość ceny referencyjnej ma kluczowe znaczenie w zakresie dopuszczenia do udziału w aukcji poszczególnych podmiotów oraz zapewnienia odpowiednio wysokiej podaży ofert, przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na dany rok zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć przeprowadzonych aukcji w roku poprzedzającym, w tym, w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, oraz średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców. Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na dany rok, co przyczyni się do optymalizacji kosztowej całego systemu. Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

-

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**R A D Y  M I N I S T R Ó W**

z dnia

**w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…r.**

Na podstawie art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz … ) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…. r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 2 pkt. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r. oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy, albo złożyli oświadczenie, o którym mowa w .art. 83b ust. 2 pkt 2 ustawy, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r., wynosi

1) pkt 12–13 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
2) pkt 14–23 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
3) pkt 25 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**PREZES RADY MINISTRÓW**

# UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz … ), zwanej dalej „ustawą". Na tej podstawie Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 października każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej: „OZE"), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji , albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto na rok 2020. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020.

Aby kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82) była możliwa konieczne jest umożliwienie przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne w 202… r. dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE, dla których skończył się 15-letni okres wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej („zielone certyfikaty"). Te instalacje stanowią zasadniczo sprawne moce wytwórcze. Ich dalsze wykorzystanie, z punktu widzenia odbiorcy końcowego, jest tańsze niż budowa nowych mocy.

Jednocześnie w przypadku wytwórcy OZE, który jest poza systemem wsparcia jego koszty operacyjne są nadal wysokie, co obejmuje n.p. zakup biomasy lub innych składników niezbędnych do wytwarzania energii. W odniesieniu do takich sytuacji Komisja Europejska w wydanym komunikacie nr C/2020/481 „*Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022*" (dalej: CEEAG) w punkcie 4.1.2.1 przewidziała możliwość uznania za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomoc operacyjną na istniejące instalacje wytwarzające wszystkie rodzaje energii odnawialnej. W przypadku biopaliw, biopłynów, biogazu (w tym biometanu) i paliw z biomasy CEEAG zastrzega, że wsparcie może zostać zatwierdzone wyłącznie w zakresie, w jakim paliwa objęte pomocą są zgodne z kryteriami zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określonymi w dyrektywie (UE) 2018/2001 oraz w jej aktach wykonawczych lub

delegowanych. Z wyżej wymienionych powodów konieczne jest podjęcie stosownych działań legislacyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem.

W 202…. r. planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w dotychczasowych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dzięki której zakłada się wsparcie operacyjne instalacji wykorzystujących:

- biogaz rolniczy – ….. MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – ….. MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ……. MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej – …. MW,
- hydroenergię – ….. MW,
- biomasę – ….. MW

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 202….. wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) wynosi natomiast … zł.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…r.<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>… r.<br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe: art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …)<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**<br>- |
|---|---|

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE w 20… r. w celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia. Za sprawą niniejszego rozporządzenia, w 20… r. możliwe będzie utrzymanie istniejących mocy wytwórczych funkcjonujących w ramach rynku odnawialnych źródeł energii, co bezpośrednio przełoży się na możliwość realizacji nowych zobowiązań unijnych na rok 2030, które wynikają z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82), dalej „dyrektywa RED II". Zobowiązania te zostały określone w art. 3 ust. 1 dyrektywy RED II i wynoszą co najmniej 32 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w UE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. Aby osiągnąć ten wskaźnik, zgodnie z art. 4 ust. 1 dyrektywy RED II, państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto w 2020 r. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020. Niemniej, konieczna jest utrzymanie dotychczas uzyskanego potencjału oraz kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy RED II. Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji na wsparcie operacyjne.

Dla osiągnięcia powyżej wskazanego poziomu udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii we wskazanej perspektywie do roku 2030, konieczne jest podjęcie stosownych działań legislacyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz … ), zwanej dalej „ustawą". Rozporządzenie określa maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z art. 83 c ust. 3 ustawy, Rada Ministrów przy określeniu maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 83 c ust. 2 ustawy, bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Przyjęte wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z wyłączeniem instalacji hybrydowych, wynikają z najbardziej aktualnych wartości cen referencyjnych określonych dla poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii na rok 20…….

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 20……. r. wsparcie obejmie następujący potencjał wytwórczy technologii wykorzystywanych w ramach instalacji odnawialnego źródła energii:

- biogaz rolniczy – ….. MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – ….. MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ……. MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej – …. MW,
- hydroenergię – ….. MW,
- biomasę – ….. MW

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe.

Projekt rozporządzenia bierze pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 20….. r. wynosi ……. MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz ceny referencyjnej na 20…. r.) wynosi ……. zł.

Łączna maksymalna wartość pomocy publicznej wynikająca z różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej sprzedanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, a rynkową wartością energii elektrycznej (tzw. ujemne saldo) wynosi …….. zł.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu na wsparcie oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Wytwórcy zainteresowani kontynuacją wytwarzania energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii | Ok. 1100 podmiotów | Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert.<br>Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 20.. umożliwi dalsze funkcjonowanie istniejących instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej |
| Odbiorcy końcowi | Kilkanaście milionów gospodarstw domowych | Dane Głównego Urzędu Statystycznego | Mechanizm aukcyjny na kontynuację wsparcia operacyjnego może powodować obciążenie |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2022 wynosi 0,90 zł za MWh Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych |
| Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe, itp. | Kilkuset | Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Pozostanie na rynku OZE działających podmiotów utrzyma istniejący popyt na wymienione usługi |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,

28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
32) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
33) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
34) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
35) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
36) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku … . |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. . | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. . | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. . | | | | | | |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | Brak wpływu. | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku … , wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej, obejmującej istniejące instalacje OZE, które wychodzą z systemu świadectw pochodzenia. Obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne z uwagi na kontrakt różnicowy znany z dzisiejszych aukcji dla nowych instalacji, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji. |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz: Brak.

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie dotychczasowym miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych, zapewniających serwis dotychczas wykorzystywanych urządzeń wytwórczych. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne<br>☒ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w roku 20….. umożliwi utrzymanie istniejących instalacji z nisko lub zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne.<br>Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy. |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja zostanie dokonana podczas opracowywania projektu rozporządzenia, które określi maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 20…. r. Przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na 20…… r. zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w 2021 r., w tym w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców.

Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na rok 202….

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

-

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A** [1)]

z dnia

**w sprawie referencyjnej ceny operacyjnej dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii**

Na podstawie art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Referencyjna cena operacyjna dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83g ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii:

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi…….zł za MWh;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;

19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
20) dla dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układu hybrydowego wynosi……. zł za MWh;
21) dla dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego wynosi……. zł za MWh;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
24) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU**
**I ŚRODOWISKA**

# UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, maksymalnej ceny w zł za MWh, za jaką w drodze aukcji może zostać sprzedana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii przez wytwórców, o których mowa w art. 83b ust. 1, zwanej dalej „referencyjną ceną operacyjną".

Przy ustalaniu referencyjnej ceny operacyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 83g ust. 1 ustawy, minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
2) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii,
   w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej lub biogazu rolniczego do sieci;
3) koszty operacyjne, ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;
4) przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw;
5) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
6) zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych;
7) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
8) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wskazane w § 1 projektu wartości referencyjnych cen operacyjnych, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z istniejących odnawialnych źródeł energii oraz ich udział w systemie FIP.

Powyższe ma istotne znaczenie m.in. w odniesieniu do wpływu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu oraz oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych, a także zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych. Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości cen referencyjnych z odnawialnych źródeł energii przyczynią się do

realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych i utrzymanie dotychczasowych miejsc pracy.

Celem wyznaczenia referencyjnych cen operacyjnych dla mechanizmu wsparcia operacyjnego jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemach wsparcia (FIP lub aukcje), a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi nadal przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.

Utrzymanie pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy niż źródła fotowoltaiczne czy wiatrowe, mają też znacząco wyższe od nich wskaźniki dyspozycyjności, co jest szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego.

Z wyznaczonych rozporządzeniem referencyjnych cen operacyjnych będą korzystać podmioty uczestniczące w systemie wsparcia operacyjnego, które jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2040 r. Wytwórca energii elektrycznej z instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW uczestniczący w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego otrzymywać będzie wsparcie maksymalnie przez rok kalendarzowy, tj. od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia.

Przy określaniu referencyjnych cen operacyjnych wzięto pod uwagę informacje, poza wyżej wymienionymi, o których mowa w art. 83g ust. 2, które projektodawca pozyskał od podmiotów faktycznie funkcjonujących na rynku.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie referencyjnej ceny operacyjnej dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>….<br><br>**Źródło**<br><br>Upoważnienie ustawowe: art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.).<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>… |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn zm.), zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu, rozporządzenia określającego po raz pierwszy referencyjną cenę operacyjną. Cena będzie podlegała zmianom wyłącznie w wyniku wydania kolejnego rozporządzenia, poprzedzonego wykonywaniem corocznych analiz kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, przeprowadzanych przez ministra ds. klimatu i środowiska na mocy art. 83g ust 4 i 5.

Obecnie istnieją instalacje odnawialnych źródeł energii funkcjonujące w systemie elektroenergetycznym, których okres wsparcia w ramach systemu aukcyjnego, systemu taryfy gwarantowanej (feed in tarriff - FIT) lub dopłaty do ceny rynkowej (feed in premium – FIP) kończy się, ale stosowana w nich technologia nadal wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności. Jednocześnie wymagają one dalszego utrzymania w systemie energetycznym z uwagi na zobowiązania unijne, pilną konieczność uniezależniania się od zewnętrznych kierunków dostaw paliw i energii oraz dążenie do transformacji energetycznej zgodnej z unijną polityką w tym zakresie i budowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o źródła już funkcjonujące w systemie, bez oczekiwania na ich zastąpienie w długotrwałym procesie inwestycyjnym w równoważnej mocy nowych źródeł. Jednocześnie istnieje duże ryzyko, że bez określenia referencyjnych cen operacyjnych kształtujących wsparcie dla tych jednostek, produkcja energii w ww. instalacjach nie byłaby kontynuowana.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi referencyjną cenę operacyjną dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaka może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji lub systemu FIP.

Wprowadzenie referencyjnej ceny operacyjnej oznacza, że oferty zawierające ceny powyżej jej wartości będą automatycznie odrzucane, nawet jeśli nie będzie innych ofert. Wysokość referencyjnej ceny operacyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony jako modelowy, który jest zgodny z przewidywanymi kosztami eksploatacji instalacji OZE. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez wytwórców wiążących ofert, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Celem wyznaczenia referencyjnych cen operacyjnych jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się nadal z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności, wymieniona w projektowanym art. 83g ust. 3 (np. koszty surowca, serwisu urządzeń, zarzadzania i obsługi, koszty zagospodarowania produktów ubocznych produkcji, podatki, opłaty i inne).

Utrzymanie przy pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy od źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych, mają też znacząco wyższe od nich

wskaźniki dyspozycyjności, co jest szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego.

Określanie referencyjnych cen operacyjnych odbywa się po raz pierwszy.

Do wypracowania ww. wartości referencyjnych cen operacyjnych ujęto w szczególności następujące koszty związane z operacyjną działalnością instalacji:

1) koszty paliwa lub substratów;
2) koszty inne niż paliwo lub substraty koszty zmienne związane z wytworzeniem energii w instalacji odnawialnego źródła energii;
3) koszty materiałów i usług związanych z serwisem, eksploatacją oraz utrzymaniem instalacji odnawialnego źródła energii;
4) koszty remontów instalacji odnawialnego źródła energii;
5) wynagrodzenia i świadczenia dla osób związanych z funkcjonowaniem operacyjnym i zarządczym instalacji odnawialnego źródła energii;
6) koszty nadzoru i usług niezbędnych dla funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
7) podatki i opłaty lokalne związane bezpośrednio z eksploatacją instalacji odnawialnego źródła energii;
8) koszty korzystania z nieruchomości związanych z eksploatacją instalacji odnawialnego źródła energii;
9) koszty ubezpieczeń;
10) koszty zakupu energii na potrzeby własne;
11) koszty monitoringu środowiskowego;
12) koszty nadzoru biologiczno-technologicznego;
13) koszty związane z zagospodarowaniem pofermentu lub popiołu w formie stałej lub płynnej.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną).
Operacyjna forma wsparcia w mechanizmie aukcyjnym jest stosowana w krajach UE, w tym Danii, Estonii, a także Niemczech.

<u>Dania:</u>
W maju 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała program wsparcia dla istniejących i zamortyzowanych instalacji na biomasę.
Wsparcie ma pokryć nadwyżkę kosztów wytworzenia energii w takich instalacjach w stosunku do porównywalnych instalacji opartych na spalaniu węgla. Premia będzie obliczana corocznie i nie będzie mogła przekroczyć 0,11 DKK/kWh (ok. 0,068 zł/kWh). Koszty systemu wsparcia, który ma działać do 31 grudnia 2029 roku wyliczono na 4,15 mld DKK (2,55 mld zł).
Komisja aprobując przyjęte rozwiązanie oparła się na wytycznych EEAG, przychylając się do argumentów strony duńskiej, która podkreślała pozytywny wpływ wsparcia na osiągnięcie poziomu 55% produkcji energii z OZE w 2030 roku i wygaszenia spalania węgla w 2050 roku.

<u>Estonia:</u>
W grudniu 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała przedłużenie estońskiego programu wsparcia dla istniejących i planowanych odnawialnych źródeł energii.

Wsparcie ma pokryć różnicę między kosztami wytwarzania energii a rynkową ceną energii. W przypadku ujemnej różnicy, wytwórca zwróci odpowiednią kwotę. Ma to zapewnić ekonomiczną stabilność źródeł przy minimalizowaniu kosztów dla systemu.
Wsparcie będzie przyznawane w procedurze neutralnych technologicznie aukcji. Udział w nich będą mogły wziąć także istniejące instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, które planują wymianę jednostek wytwórczych na oparte na odnawialnych źródłach energii. System zatwierdzono na 10 lat przy przewidywanych kosztach w wysokości 450 mln euro (2,06 mld zł).

Komisja w swojej decyzji oparła się na wytycznych zawartych w komunikacie nr C/2020/481 „*Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022*" CEEAG uznając że przyjęte rozwiązanie ogranicza do minimum koszty, a jednocześnie chroni wytwórców przed nagłymi zmianami cen na rynku. Dodatkowo, zwrócono uwagę na występowanie efektu zachęty w sytuacji, kiedy cena energii na rynku nie pokrywa kosztów produkcji.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii) | Około 1000–1100 | Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii | Przedsiębiorcy, których koszty operacyjne nadal przewyższają przychody rynkowe z prowadzonej działalności funkcjonujący w systemie elektroenergetycznym i uczestniczący w dotychczasowych systemach wsparcia (FIT/FIP, aukcje) po zakończeniu pierwotnego podstawowego okresu wsparcia, odbiorcy energii elektrycznej |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.
Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.
Projekt został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,

15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) do następujących podmiotów:
1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) do następujących organizacji pracodawców:
1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

## 6. Wpływ na sektor finansów publicznych

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii na wsparcie operacyjne oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość referencyjnej ceny operacyjnej, która jest kluczowym elementem operacyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. |

## 7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej. | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej. |
| | osoby z niepełnosprawnością i osoby starsze | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej.<br>W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą chciały kontynuować możliwość uzyskiwania wsparcia<br>w ramach modelu aukcyjnego projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie.<br>Operacyjna cena referencyjna wskazuje bowiem górną granicę kosztów operacyjnych wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia utrzymania funkcjonujących, ale wciąż drogich w zakresie kosztów operacyjnych jednostek wytwórczych oze. Powyższe oznacza, iż przedsiębiorstwa, których instalacje będą charakteryzować się kosztami wyższymi niż operacyjne cena referencyjna nie będą mogły wziąć udziału w aukcji. | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz: Brak

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Nie dotyczy. |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia, które określi lub podtrzyma obowiązującą w 202… r. cenę referencyjną w kolejnym roku, na podstawie analizy kosztowej, o której mowa w art. 83g ust. 3. Analiza

| |
|---|
| ta wykonana zostanie do 30 września kolejnego roku. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość operacyjnej ceny referencyjnej będzie miała kluczowe znaczenie w zakresie dopuszczenia do udziału w aukcji poszczególnych podmiotów, którym zakończył się okres pierwotnego wsparcia aukcyjnego oraz zapewnienia odpowiednio wysokiej podaży ofert, przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na kolejny rok (jeśli analiza kosztów produkcji wykaże taką konieczność) zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć przeprowadzonych w 202… r. aukcji, w tym, w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, oraz średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców. Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na kolejny rok, co przyczyni się do optymalizacji kosztowej całego systemu. Z uwagi na ograniczony charakter regulacji, nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| - |

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A** [1)]

z dnia

**w sprawie ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu oraz z biogazu rolniczego** [1)]

Na podstawie art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Cena referencyjna biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z:

1) biogazu wynosi 475 złotych za 1 MWh,

2) biogazu rolniczego wynosi 485 złotych za 1 MWh.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU**

**I ŚRODOWISKA**

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, która nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia ceny referencyjnej biometanu, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, wyznaczonej w złotych za 1MWh.

W § 1 projektu rozporządzenia określono dwie ceny referencyjne oddzielnie dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu z biogazu oraz z biogazu rolniczego. Zgodnie z zapisami ustawy o odnawialnych źródłach energii cena referencyjna biometanu jest równa stałej cenie zakupu biometanu, która to podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

Przy ustalaniu wartości ceny referencyjnej wzięto pod uwagę następujące przesłanki:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu;
2) nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
3) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej;
4) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu;
5) przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw;
6) koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu;
7) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

8) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Cena referencyjna służy do określenia wysokości wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu, stanowiąc podstawę do rozliczenia ujemnego salda. Jej określenie ma na celu ustalenie wsparcia eliminujące ryzyko wystąpienia nadwsparcia, niezgodnego z przepisami Unii Europejskiej w tym zakresie oraz uniemożliwienie zawyżania wysokości wsparcia przez samych wytwórców biometanu, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Zgodnie z obowiązującym mechanizmem wsparcia w postaci *feed in premium* wytwórca biometanu może dokonać sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej wybranemu podmiotowi na warunkach rynkowych, co w praktyce może to oznaczać sprzedaż tego paliwa po cenie niższej niż koszty jego wytworzenia. W związku z powyższym ustawodawca przewidział rodzaj bufora bezpieczeństwa dla wytwórców – niezależnie od tego, jaką cenę uzyskają sprzedając biometan na warunkach rynkowych, zagwarantowane zostało im prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda. Prawo to umożliwia wytwórcy uzyskanie dopłat o wysokości wynikającej z różnicy pomiędzy ceną rynkową, po której jest sprzedawany przez wytwórcę biometan, a równowartością ceny referencyjnej ustalonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska.

Wskazane w § 1 projektu wartości ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego, w opinii projektodawcy, zapewnią odpowiednią pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przyczyniając się do realizacji inwestycji w tym zakresie oraz zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

Przygotowanie niniejszego projektu zostało poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwrócił się projektodawca: izb gospodarczych, towarzystw i stowarzyszeń reprezentujących szeroko rozumianą branżę biometanową, dotyczących następujących informacji:

- nakładów inwestycyjnych;

- przewidywanej rocznej produkcji biometanu oraz przewidywanego wolumenu jego sprzedaży;
- rocznych kosztów surowców oraz energii niezbędnej do wytworzenia biometanu;
- kosztów operacyjnych (z wyłączeniem kosztów surowców oraz energii);
- dodatkowych przychodów pochodzących ze sprzedaży biometanu.

Mając na uwadze przekazane dane od ww. podmiotów, jak również dostępne dane literaturowe, zaproponowano wartości cen referencyjnych dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii z biogazu lub z biogazu rolniczego na poziomie wskazanym w § 1.

W § 2 projektu rozporządzenia określono termin wejścia w życie przepisów, który określono na 14 dni od dnia ogłoszenia rozporządzenia w Dzienniku Ustaw.

Ponieważ program wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii spełnia warunki ogólne i szczegółowe ustanowione w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 651/2014 uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, wyłączony jest z obowiązku zgłoszenia ustanowionego w art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Zasada ta dotyczy również przedmiotowego projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt nie wywiera wpływu na funkcjonowanie mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz.

248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu oraz z biogazu rolniczego<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Agnieszka Wiśniewska-Baran, Starszy specjalista<br>Departament Odnawialnych Źródeł Energii<br>agnieszka.wisniewska-baran@klimat.gov.pl | **Data sporządzenia**<br>**30.03.2023**<br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …)<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>……. |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedany przez wytwórcę biometan wytworzony z biogazu lub z biogazu rolniczego, zwaną „ceną referencyjną".

Coroczne określanie ceny referencyjnej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.

Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego (*feed in premium*), a tym samym na jego realizację.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w 2023 r. sprzedany przez wytwórców biometan, określoną oddzielnie dla wytwórcy biometanu z odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu z biogazu lub z biogazu rolniczego.

Wysokość ceny referencyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony, jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji biometanowej z OZE.

Cena referencyjna służy do określenia maksymalnej wielkości wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu, który przystąpił do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej określonej oddzielnie dla biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego, w opinii projektodawcy zapewni odpowiednią pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, zapewniając realizację planowanych inwestycji.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej, w połączeniu z przewidzianymi do sprzedaży wolumenami biometanu z odnawialnych źródeł energii, przyczynią się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

Przygotowanie niniejszego projektu rozporządzenia zostało poprzedzone szczegółową analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, zawierających informacje w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biometanu.

Mając na uwadze przekazane dane od ww. podmiotów, jak również dostępne dane literaturowe, zaproponowano wartość ceny referencyjnej dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w wysokości 475 zł/MWh.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Konstrukcja systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii) | Trudna do oszacowania | Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii | Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do systemu wparcia dedykowanego dla biometanu.<br>Informacje dotyczące wysokości ceny referencyjnej są kluczowym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na oszacowanie, czy dany projekt inwestycyjny Będzie efektywny ekonomicznie, pozwalając na zapewnienie oczekiwanego przez inwestora zwrotu z zaangażowanego kapitału |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego
2) Bank Ochrony Środowiska
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza
4) Enea Operator Sp. z o.o.
5) Energa-Operator S.A.
6) EON Sp. z o.o.
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
10) Główny Urząd Miar
11) Grupa Lotos S.A.
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
13) Instytut Energetyki Odnawialnej
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju

15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy
16) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa
19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.
20) Konfederacja Lewiatan
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan
22) Krajowa Izba Gospodarcza
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM
24) Orlen Południe S.A.
25) PGE Dystrybucja S.A.
26) PKP Energetyka S.A.
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
28) Polska Izba Biomasy
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
30) Polska Platforma LNG i BioLNG
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee"
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii
41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej
43) Towarowa Giełda Energii S.A.
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie
50) Urząd Dozoru Technicznego
51) Urząd Regulacji Energetyki
52) Veolia Energia Polska
53) Zielony Gaz Dla Klimatu
54) Związek Banków Polskich

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
3) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej
4) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu

i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Wydatki ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii oraz istotnym sygnałem dla inwestorów. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu. |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu. |
| Niemierzalne | | Brak wpływu |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒nie dotyczy |

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne | ☐ demografia | ☐ informatyzacja |
| ☐ sytuacja i rozwój regionalny | ☐ mienie państwowe | ☐ zdrowie |
| ☐ inne | | |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | |
| **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego** | |
| Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. | |
| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** | |
| Ewaluacja zostanie dokonana w 2024 r. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość ceny referencypjnej ma kluczowe znaczenie dla podmiotów, które skorzystają z systemu wsparcia, w 2024 r. zostanie przeprowadzona szczegółowa analiza aktualnej sytuacji na rynku w zakresie kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu | |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** | |
| Nie dotyczy. | |

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**R A D Y  M I N I S T R Ó W**

z dnia

**w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej**

Na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dla których w 20…r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8 tej ustawy, wynosi: ….. MW.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**PREZES**

**RADY MINISTRÓW**

# UZASADNIENIE

Celem publikacji projektowanego rozporządzenia jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju krajowego rynku odnawialnych źródeł energii po przez bezpieczne funkcjonowanie systemu gazowego, ochronę środowiska oraz realizację celów gospodarczych i społecznych.

Wymaga to jak największych możliwości zbilansowana w ramach krajowego systemu gazowego. W związku z powyższym, niezbędne jest podjęcie kroków zaradczych polegających na wydaniu projektowanego rozporządzenia i wsparcia tzw. stabilnych źródeł energii jakimi są instalacje odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu.

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach (dalej: „ustawa"). Art. 83r ust. 2 ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego.

Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2050 r.

Ustalenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu jest kluczowe dla wytwórców biometanu w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW.

Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej w instalacjach odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych.

Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia deklaracji, która jest uregulowana w art. 83m ust. 1–4 ustawy, na której podstawie Prezes URE wydaje zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej zgodnie z przepisami art. 83l–83r, w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji.

Rozporządzenie wydane na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy wskazuje wartość maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, której przekroczenie jest przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

Projektowane rozporządzenie określa maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla której w 202… r. Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8 ustawy, która dla instalacji do wytwarzania biometanu wynosi: ….. MW.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| **Nazwa projektu** | **Data sporządzenia** |
|---|---|
| Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej | 30.03.2023 r. |
| **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** | **Źródło** |
| Ministerstwo Klimatu i Środowiska | Upoważnienie ustawowe |
| **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** | Art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) |
| - | **Nr w Wykazie prac prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** |
| **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** | |
| - | |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Wytwórca energii w instalacji odnawialnego źródła energii, korzystający z systemu wsparcia operacyjnego, może dokonać sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej na podstawie art. 83l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) (dalej: „ustawa”), po uzyskaniu zaświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 8 tej ustawy, wydawanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”).

Wydanie przedmiotowego rozporządzenia jest niezbędne do określenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes URE może wydać ww. zgodę na podstawie art.83m ust. 8 ustawy.

Art. 83r ust. 2 ustawy zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes URE może wydać w danym roku kalendarzowym, zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1 ustawy, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa art. 83m ust. 8 ustawy, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej w instalacjach odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych.

Brak realizacji ww. delegacji przez zaniechanie określenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu może negatywnie wpłynąć na zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce i tym samym na stan bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego.

Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu są także ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemach wsparcia w danym roku, a tym samym na realizację.

Projekt rozporządzenia sporządzono biorąc pod uwagę ocenę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, mając na uwadze potrzebę ochrony środowiska naturalnego, potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami surowcowymi oraz cele gospodarcze i społeczne.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce w oparciu o kryteria przejrzystości i przewidywalności.

W celu zapewnienia stabilności systemu gazowego rekomendowane jest wydanie przez Radę Ministrów w terminie do dnia 31 października danego roku przedmiotowego rozporządzenia, określając maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometan, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa art. 83m ust. 8awy.

Ustalenie tych wartości jest kluczowe dla wytwórców biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, który może sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej.

Przygotowanie projektu rozporządzenia zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. W tym celu przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę biogazową i biometanową.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348, z późn. zm.) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu przez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Wybór formy wprowadzenia ograniczenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan należy do poszczególnych państw członkowskich i nie jest objęty uregulowaniami unijnymi. Projektowane rozporządzenie ma charakter wykonawczy w stosunku do rozwiązań przyjętych ustawowo. Nie przewiduje się konieczności prowadzenia analiz porównawczych z innymi państwami OECD/UE.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorcy (wytwórcy biometanu z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii) | - | Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) | Wytwórcy biometanu w instalacji OZE zainteresowani korzystaniem z systemów wsparcia dla biometanu.<br>Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację pod względem mocy zainstalowanej w systemie wsparcia, a tym samym na realizację |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Proponuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym (14 dni) z następującymi podmiotami:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego;
2) Bank Ochrony Środowiska;
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza;
4) Enea Operator Sp. z o.o.;
5) Energa-Operator S.A.;
6) EON Sp. z o.o.;
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej;
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska;
10) Główny Urząd Miar;
11) Grupa Lotos S.A.;
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
13) Instytut Energetyki Odnawialnej;
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy;
16) Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy;
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa;

19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.;
20) Konfederacja Lewiatan;
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM;
24) Orlen Południe S.A.;
25) PGE Dystrybucja S.A.;
26) PKP Energetyka S.A.;
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
28) Polska Izba Biomasy;
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
30) Polska Platforma LNG i BioLNG;
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.;
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.;
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.;
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu;
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej;
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee";
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej;
43) Towarowa Giełda Energii S.A.;
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie;
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu;
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu;
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie;
50) Urząd Dozoru Technicznego;
51) Urząd Regulacji Energetyki;
52) Veolia Energia Polska;
53) Zielony Gaz Dla Klimatu;
54) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa;
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
2) Konfederacja Lewiatan;

3) Pracodawcy RP;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla biometanu oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia. | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia. | | | | | | |
| Niemierzalne | | | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | | | | | | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

Komentarz: Brak.

**9. Wpływ na rynek pracy**

| **10. Wpływ na pozostałe obszary** | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |
| Omówienie wpływu | Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla działalności przedsiębiorstw, które zamierzają wytwarzać biometan w instalacjach odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW. Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan pozwoli na zachowanie stabilności systemu gazowego. | |

| **11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego** |
|---|
| Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. |
| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** |
| Ewaluacja efektów wejścia w życie rozporządzenia zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną:<br>- liczba instalacji, które skorzystają z systemu wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu,<br>- wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| - |

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A  K L I M A T U  I  Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

**w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii**

Na podstawie art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370, 2687 oraz z 2023 r. poz. …) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Rozporządzenie określa:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu oraz ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

**§ 2.** 1. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

1) dystrybutor ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła;
2) obowiązek zakupu ciepła – obowiązek, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy;

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

3) przyłączeniowa sieć ciepłownicza połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła z instalacji do sieci dystrybutora ciepła;
4) układ pomiarowo-rozliczeniowy – zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła albo ilości ciepła dostarczonego przez wymiennik ciepła, których wskazania stanowią podstawę do rozliczeń z tytułu dostarczonego ciepła, dopuszczony do stosowania zgodnie z odrębnymi przepisami;
5) źródło ciepła– połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła.

2. Ilekroć w niniejszym rozporządzeniu mowa o cieple należy przez to rozumieć również chłód i ciepło odpadowe, o którym mowa w art. 3 pkt 20i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, objęte obowiązkiem zakupu ciepła.

**§ 3.** 1. Zakup ciepła oferowanego przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się obrotem ciepła lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym jest realizowany przed zakupem ciepła z innych źródeł ciepła.

2. Obowiązek zakupu ciepła dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć, powiększonej o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, dla roku kalendarzowego poprzedzającego odpowiednio rok zatwierdzenia taryfy lub rok ustalenia cen i stawek opłat dla ciepła wytworzonego w instalacji.

3. W przypadku gdy wskaźnik, o którym mowa w ust. 2, jest ujemny, obowiązek zakupu ciepła dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć.

4. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, obowiązek zakupu dotyczy jedynie części wytworzonego ciepła, odpowiadającej wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w łącznej wartości energetycznej wszystkich paliw zużytych do wytworzenia ciepła w tej instalacji.

5. W przypadku gdy na całym obszarze danej sieci ciepłowniczej funkcjonuje efektywny system ciepłowniczy w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się na tym obszarze obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym nie jest objęte obowiązkiem zakupu ciepła od podmiotów wytwarzających ciepło z instalacji, których przyłączenie do danej sieci nastąpiło od dnia rozpoczęcia funkcjonowania na obszarze tej sieci

efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 ustawy – Prawo energetyczne.

**§ 4.** Obowiązek zakupu ciepła jest wykonywany przy zapewnieniu minimalizacji ilości strat ciepła w przyłączeniowej sieci ciepłowniczej.

**§ 5.** Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości zakupionego ciepła przyjmuje się wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsce określone w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

**§ 6.** 1. Kontrolę warunków technicznych zakupu ciepła przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa URE, które zawiera w szczególności:

1) oznaczenie osoby dokonującej kontroli;
2) nazwę i adres siedziby kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem ciepłem lub jego wytwarzaniem i sprzedażą odbiorcom końcowym;
3) określenie zakresu kontroli.

2. Osoby upoważnione przez Prezesa URE do dokonywania kontroli są uprawnione do:

1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe;
2) analizy dokumentów dotyczących realizacji obowiązku zakupu ciepła;
3) żądania ustnych i pisemnych wyjaśnień.

3. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół i przedstawia się organom kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego.

**§ 7.** Koszty realizacji obowiązku zakupu ciepła z instalacji uwzględnia się w kalkulacji cen lub stawek opłat za ciepło dostarczone odbiorcom końcowym lub stawek opłat za usługi przesyłowe ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących ten obowiązek, przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawanego przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

**§ 8.** 1. Reklamacja dotycząca:

1) braku wydania w terminie warunków przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej,
2) odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym zwiększenia mocy przyłączeniowej,
3) odmowy przyłączenia instalacji pomimo upływu terminu wynikającego z zawartej umowy,

4) nieuzasadnionego ograniczenia pracy instalacji lub odłączenia instalacji od sieci ciepłowniczej

– jest rozpatrywana przez dystrybutora ciepła w terminie 14 dni od dnia jej złożenia.

2. Reklamację rozpatruje się w formie pisemnej w postaci papierowej lub w postaci elektronicznej – w przypadku gdy reklamacja została złożona w postaci elektronicznej albo składający reklamację wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w tej postaci.

**§ 9.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[2)]

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

---

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz. U. poz. 1084), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 5 ustawy z dnia …… o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ….).

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej ”ustawą OZE”.

Zgodnie przepisami ustawy OZE, minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy OZE;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu i ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

Konieczność wydania rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci wynika z wdrażania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, a także jest skutkiem realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040), która zakłada zwiększenie udziału ciepła z instalacji stanowiących odnawialne źródła energii.

Dynamicznie zmieniające się koszty emisji $CO_2$ związane z polityką klimatyczną Unii Europejskiej wpływają na ponoszone koszty wytwórców ciepła systemowego, co należy zminimalizować przez zmiany w przepisach prawa, które zachęcą do inwestycji w źródła OZE poprzez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z OZE oraz określenie zasad przyłączania źródeł OZE do sieci ciepłowniczej.

Wdrożenie projektu rozporządzenia przyczyni się do odejścia od stosowania paliw kopalnych. Aktualnie ponad 70% ciepła systemowego jest wytwarzane z węgla, a większość systemów ciepłowniczych nie może być uznana za systemy efektywne. Ten stan rzeczy musi się zmienić w ciągu najbliższych lat. Określenie zasad obowiązku zakupu i zasad priorytetowego przyłączania odnawialnych źródeł ciepła wpłynie pozytywnie na jakość

powietrza, co z kolei przełoży się na ograniczenie liczby chorych na choroby układu oddechowego.

Rozporządzenie wchodzi w życie po 14 dniach od jego ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). W Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji zamieszczone zostaną także zgłoszone uwagi do projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt zostanie zweryfikowany na Komisji prawniczej Rządowego Centrum Legislacji.

| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Paweł Bogusławski – Główny Specjalista<br>tel. 691 985 561<br>mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl | **Data sporządzenia**<br>30.03.2023 r.<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z. 2022 r. poz. 1378, z późn zm.),<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>**…….** |
|---|---|

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie wynika ze zmiany art. 116 ustawy OZE dokonanej ustawą z dnia….. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanej dalej „ustawą”.

Art. 116 ust. 3 zobowiązuje ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia, które określa:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu i ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozwiązaniem problemu zdefiniowanego w pkt. 1 jest wydanie aktu prawnego – rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska.

Osiągnięcie celu proponowanej regulacji nie jest możliwe za pomocą innych środków niż wydanie rozporządzenia.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

Rozwiązywany problem wynika z konstrukcji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz jej nowelizacji i nie dotyczy innych państw.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Wytwórcy ciepła lub chłodu z OZE w instalacjach OZE | Trudna do oszacowania. Powyżej 1 000 | Szacunki | Projekt rozporządzenia ma charakter informacyjny. Zawiera wytyczne odnośnie zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła ze źródeł będących instalacjami |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | odnawialnych źródeł energii. Rozporządzenie określa także warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej, przyłączania instalacji wytwarzających ciepło lub chłód, stanowiących odnawialne źródła energii |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r. poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
4) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej;
5) Przemysłowy Instytut Motoryzacji;
6) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.;
7) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
8) Towarowa Giełda Energii S.A.;
9) Agencja Rynku Energii S.A.;
10) Towarzystwo Obrotu Energią;
11) Krajowa Izba Gospodarcza;
12) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”;
13) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
14) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
15) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
16) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii;
19) Panel Słoneczny 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej;
20) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
21) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
22) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
23) Polska Geotermalna Asocjacja;
24) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
25) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC);
26) Krajowe Forum Chłodnictwa Związek Pracodawców;
27) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
28) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
29) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
30) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej;
31) Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych;
32) Krajowa Rada Izb Rolniczych;
33) Polska Izba Biomasy;
34) Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom;
35) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
36) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
37) Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów
38) Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu;
39) Polskie Stowarzyszenie Biogazu

40) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
41) Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa;
42) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
44) SGS Polska Sp. z o. o.;
44) DEKRA Certification Sp. z o. o.;
45) Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla;
46) Instytut Technologii Drewna;
47) Biocontrol Sp. z o. o.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Wydatki ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| Skutki | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | |
|---|---|---|
| | | Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.”[1] przez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii. |
| | | Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” przez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii. |
| | | Zmiana pośrednio zapewni funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w źródłach ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, co będzie miało wpływ na transformację energetyczną pozwalającą na zmianę ciepłownictwa systemowego zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej i „Polityką Energetyczną Polski do 2040 r.”[2]<br>Zmiana będzie pozytywnie oddziaływać na jakość powietrza, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na zdrowie mieszkańców miejscowości zasilanych w ciepło z systemów ciepłowniczych, w których będą instalowane źródła ciepła stanowiące instalacje odnawialnego źródła energii. |
| | | Brak |

[1] https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski
[2] op. cit.

| | | |
|---|---|---|
| Niemierzalne | | Brak |
| | | Brak |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw. | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☒ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☒ zdrowie |
| Omówienie wpływu | Projekt rozporządzenia przyczyni się do odejścia od stosowania paliw kopalnych. Aktualnie ponad 70% ciepła systemowego jest wytwarzane z węgla, a większość systemów ciepłowniczych nie może być uznana za systemy efektywne. Ten stan rzeczy musi się zmienić w ciągu najbliższych lat. Określenie zasad obowiązku zakupu i zasad priorytetowego przyłączania odnawialnych źródeł ciepła wpłynie pozytywnie na jakość powietrza, co z kolei przełoży się na ograniczenie liczby chorych na choroby układu oddechowego. | |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja efektów projektów prowadzona będzie na bieżąco.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

Brak

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**R A D Y  M I N I S T R Ó W**

z dnia

**w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027**

Na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20…r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 2.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 3.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 4.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 5.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 6.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 7.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 8.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 9.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię

elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 10.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 11.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 12.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych

instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 13.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 14.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 15.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 16.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 17.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 18.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 19.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 20.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 21.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 22.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 23.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 24.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 25.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację

o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 26.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 27.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 28.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię

elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 29.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 30.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

**§ 31.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[1)]

**PREZES RADY MINISTRÓW**

---

[1)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Rady Ministrów z 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027 (Dz. U. poz. 2085).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ...), zwanej dalej „uOZE". Na tej podstawie Rada Ministrów ma obowiązek określenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027 przez wytwórców określonych w art. 72 ust. 1 uOZE.

Celem wydania projektowanego rozporządzenia Rady Ministrów jest określenie ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać zakontraktowane w ramach aukcyjnego systemu wsparcia w nowych oraz zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii w następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego w dużej mierze skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto w 2020 r. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020, a także na lata następujące.

Niemniej, konieczna jest kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82).

Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji zarówno w przypadku instalacji nowych, jak i w odniesieniu do instalacji zmodernizowanych, celem utrzymania istniejących w systemie elektroenergetycznym mocy.

Wydanie niniejszego rozporządzenia umożliwia przeprowadzenie aukcji OZE w latach 2023-2027, tworząc długoterminowy harmonogram udzielania wsparcia wytwórcom OZE w ramach mechanizmu aukcyjnego. Ma to na celu stworzenie przewidywalnych ram rozwoju sektora OZE oraz zapewnienie stabilnej perspektywy inwestycyjnej.W związku z powyższym, w latach 2023-2027 planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w nowych instalacjach, dzięki której zakłada się powstanie instalacji wykorzystujących:

- energię wiatru na lądzie (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
- hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
- biogaz rolniczy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,

- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – łącznie … MW.

Jednocześnie, w latach 2023-2027 w ramach systemu aukcyjnego, planowana jest sprzedaż energii elektrycznej w instalacjach zmodernizowanych, dzięki której zakłada się wsparcie instalacji wykorzystujących:

- energię wiatru na lądzie – … MW,

- energię promieniowania słonecznego – … MW,

- hydroenergię – … MW,

- biogaz rolniczy – … MW,

- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady – łącznie … MW.

Roczne wolumeny oraz roczne maksymalne wartości energii przeznaczone do sprzedaży w aukcjach 2023–2027 w 15-letnich okresach wsparcia wynoszą:

| | **Wolumen [MWh]** | **Wartość [zł]** |
|---|---|---|
| 2023 | … | … |
| 2024 | … | … |
| 2025 | … | … |
| 2026 | … | … |
| 2027 | … | … |

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji 2023-2027 w 15-letnich okresach wsparcia wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) w 15-letnim okresie wsparcia wynosi natomiast … zł.

Warto w tym miejscu jednocześnie podkreślić, iż rozwiązanie proponowane w przedmiotowym projekcie jest oparte o konstrukcję istniejącego systemu wsparcia, dlatego też mimo że modernizowane instalacje niektórych technologii będę rywalizować w jednym koszyku aukcyjnym jedynie pomiędzy sobą, będąc przy tym korygowane odpowiednim współczynnikiem, konkurencyjność systemu zostanie zachowana. Co więcej, w tym przypadku połączenia instalacji hydroenergetycznych z technologiami paliwowo-zależnymi (jak np. biogaz, biomasa), mogłoby to faworyzować lub dyskryminować jedną z nich i dawać stałą przewagę konkurencyjną w rywalizacji aukcyjnej.

Należy również nadmienić, że wskazane w rozporządzeniu, możliwe do zakontraktowania ilości i wartości energii nie będą mogły zostać zmniejszone, przy czym jednocześnie będą one mogły ulec zwiększeniu za sprawą corocznych aktualizacji, uwzględniających zmieniające się uwarunkowania rynkowe (zgodnie z art. 184h ust. 3 uOZE). Dotychczas wskaźniki te były publikowane corocznie, co mogło wzbudzać niepewność po

stronie inwestorów.

Zgodnie z art. 73 ust. 9 ustawy, ilość i wartość energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, wynosi 5% ilości i wartości energii elektrycznej, przeznaczonej do sprzedaży w drodze aukcji w roku poprzednim, w instalacjach, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy. Tym samym wartości wskazane w § 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29 i 30 projektu rozporządzenia Rady Ministrów obejmują również energię wytworzoną w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | **Data sporządzenia**<br>… r.<br>**Źródło:**<br>art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz...)<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**<br>- |
|---|---|

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz … ), zwanej dalej „uOZE". Rozporządzenie określa maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), które będą mogły zostać sprzedane w ramach systemu aukcyjnego w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027 przez wytwórców energii w nowych instalacjach OZE, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji oraz wytwórców energii w zmodernizowanych instalacjach OZE, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.

Tym samym, przedmiotowe rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii wytworzonej w instalacjach OZE w sześcioletniej perspektywie długoterminowej i spełnienia wymogów wspólnotowych, wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82), dalej „dyrektywa RED II". Art. 6 ust. 3 dyrektywy RED II stanowi bowiem, że „*państwa członkowskie publikują długoterminowy harmonogram dotyczący oczekiwanego przydziału wsparcia obejmujący, jako punkt odniesienia, co najmniej pięć kolejnych lat lub – w przypadku ograniczeń budżetowych w planowaniu – kolejne trzy lata, zawierający orientacyjne terminy, w odpowiednich przypadkach częstotliwość postępowań o udzielenie zamówienia, oczekiwaną moc i budżet lub maksymalne jednolite wsparcie, które ma zostać przydzielone, oraz oczekiwane kwalifikujące się technologie, stosownie do przypadku. Harmonogram ten jest aktualizowany corocznie lub, w razie konieczności, w celu uwzględnienia zmiany sytuacji na rynku lub oczekiwanego przydziału wsparcia*".

Za sprawą niniejszego rozporządzenia będzie możliwa jednocześnie kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym, niezbędna w kontekście realizacji zobowiązań unijnych określonych na rok 2030. Dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii we wskazanej perspektywie, konieczne jest bowiem podjęcie właściwych działań z odpowiednim wyprzedzeniem, polegających nie tylko na wsparciu wytwarzania energii z OZE w instalacjach nowych, ale także w instalacjach zmodernizowanych, celem utrzymania mocy istniejących już w systemie elektroenergetycznym.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Przedmiotowe rozporządzenia jest wydawane, w celu wykonania upoważnienia ustawowego i umożliwienia przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE poprzez jednoczesne opublikowanie długoterminowego harmonogramu wsparcia w ramach tego mechanizmu.

Przyjęte rozwiązanie stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną. Wskazane w niniejszym rozporządzeniu ilości i wartości nie będą mogły zostać zmniejszone, przy czym będą one mogły ulec zwiększeniu za sprawą corocznych aktualizacji, uwzględniających zmieniające się uwarunkowania rynkowe.

Zgodnie z art. 184h ust. 2 uOZE Rada Ministrów, przy określeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023-2027, przez wytwórców określonych w art. 72 ust. 1 ustawy OZE, bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;

2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;

3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, stanowią iloczyn przyjętych wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych.

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w latach 2023–2027 powstaną nowe instalacje wykorzystujące:

1) energię wiatru na lądzie (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
2) energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
3) energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
4) hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
5) hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
6) biogaz rolniczy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
7) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
8) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
9) hybrydowe instalacje odnawialnego źródła energii (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
10) hybrydowe instalacje odnawialnego źródła energii (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW.

Jednocześnie szacuje się, że w związku z realizacją aukcji w latach 2023-2027 wsparcie otrzymają instalacje zmodernizowane wykorzystujące:

1) energię wiatru na lądzie – … MW,
2) energię promieniowania słonecznego – … MW,
3) hydroenergię – … MW,
4) biogaz rolniczy – … MW,
5) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady – łącznie … MW.

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe. Projekt rozporządzenia bierze również pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040). Z powyższych dokumentów i zawartych w nich celów i założeń w zakresie rozwoju OZE wynikają także zerowe ilości i wartości dla niektórych źródeł wytwarzania energii.

Należy przy tym raz jeszcze podkreślić, że aukcje planowane na lata 2023–2027 będą miały zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia celu wspólnotowego na rok 2030 r. w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Poprzez wsparcie przewidziane w stosunku do nowych oraz zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, przedmiotowe aukcje pozwolą zarówno na utrzymanie istniejących już mocy w systemie elektroenergetycznym, a także na dalszy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym Polski. Tym samym, niniejszy projekt rozporządzenia znacząco przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, opartego o źródła niskoemisyjne oraz ograniczenia kosztów energii ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Projekt przedmiotowego rozporządzenia stanowi bowiem niezwykle istotną informację rynkową co do dalszego kierunku rozwoju wielkoskalowej energetyki odnawialnej w Polsce. Ustalenie długoterminowego harmonogramu wsparcia jest niezbędne z punktu widzenia inwestorów planujących w najbliższych latach partycypację w systemie aukcyjnym, gdyż w przypadku braku powodzenia, ukazuje on możliwość ewentualnej realizacji projektów w kolejnych latach kalendarzowych, tworząc bezpieczną perspektywę inwestycyjną. Przedmiotowa informacja stymuluje także rozwój kolejnych projektów inwestycyjnych, które z uwagi na stopień zaawansowania nie będą mogły wziąć udziału w aukcji w 2023 r.

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji 2023–2027 w 15-letnich okresach wsparcia

wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów w 15-letnim okresie wsparcia wynosi natomiast … zł.

Jednocześnie, roczne wolumeny energii przeznaczone do sprzedaży w trakcie aukcji w poszczególnych latach w 15-letnich okresach wsparcia wynoszą w 2023 r. - … MWh, w 2024 r. - … MWh, w 2025 r. - … MWh, w 2026 r. - … MWh, a w 2027 r. - … MWh. Łączna roczna maksymalna wartość ww. wolumenów wyniesie natomiast w 2023 r. - … zł, w 2024 r. - … zł, w 2025 r. - … zł, w 2026 r. - … zł, a w 2027 r. - … zł.

Mając na uwadze powyższe należy jednak zauważyć, iż ww. wartości zostały wyliczone jako maksymalne, przy założeniu, iż ceny sprzedaży osiągane w czasie aukcji będą równe zakładanym cenom referencyjnym, co w dotychczasowej praktyce nie miało miejsca. Analizując doświadczenia płynące z aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2022, można oczekiwać, iż prezentowane powyżej wartości będą istotnie niższe.

Należy jednocześnie wskazać, że nie istnieją obecnie inne środki, które umożliwiałyby osiągnięcie zakładanych w projekcie celów.

System aukcyjny jest dedykowanym mechanizmem wsparcia rozwoju wielkoskalowego OZE w Polsce, zaś przedmiotowe rozporządzenie jest niezbędne dla przeprowadzenia aukcji.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Inwestorzy zainteresowani wytwarzaniem energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii | Kilka/kilkanaście tysięcy | Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert.<br>Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027 umożliwi powstanie i funkcjonowanie nowych instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej |
| Odbiorcy końcowi | Kilkanaście milionów gospodarstw domowych | Dane Głównego Urzędu Statystycznego | Kontynuacja aukcyjnego mechanizmu wsparcia może powodować obciążenie odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2023 wynosi … zł za MWh. Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych |
| Instytucje finansowe i ubezpieczeniowe | Kilkadziesiąt | Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Umożliwienie wejścia na rynek OZE nowym podmiotom przyczyni się do zwiększenia |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | inwestycji w tego typu źródła energii, a tym samym wpłynie na zwiększenie popytu na wymienione usługi |
| Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe itp. | Kilkuset | Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Umożliwienie wejścia na rynek OZE nowym podmiotom przyczyni się do zwiększenia inwestycji w tego typu źródła energii, a tym samym wpłynie na zwiększenie popytu na wymienione usługi |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa. |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| Skutki | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027. | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027. | | | | | | |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | Brak wpływu. | | | | | | |

| | |
|---|---|
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027, wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej OZE w Polsce oraz dotychczasowych wyników aukcji OZE, dane pozyskane przez resort klimatu od uczestników rynku OZE w zakresie gotowości poszczególnych projektów do uczestnictwa w aukcjach OZE, jak również informacje kluczowych podmiotów rynkowych w zakresie możliwości i następstw funkcjonowania planowanych do realizacji mocy OZE w systemie elektroenergetycznym.<br>Dodatkowo warto podkreślić, że dotychczas przeprowadzone aukcje OZE ukazały, że ceny energii produkowanej w lądowych instalacjach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych są niższe od hurtowych cen energii elektrycznej, co oznacza, że wsparcie w ramach systemu aukcyjnego będzie w przypadku tych technologii ujemne (zgodnie z zasadami działania tzw. kontraktu różnicowego). Co więcej, na bazie zmian wprowadzonych ustawą z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, rozliczenie sprzedaży energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję będzie następować w okresie trzyletnim, zaś ewentualna nadwyżka ma być zwracana Zarządcy Rozliczeń.<br>Tym samym, należy podkreślić, że obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji. |

| **8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu** | |
|---|---|
| ☒ nie dotyczy | |
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| Komentarz: Brak. | |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki, jak również w innych sektorach gospodarki, takich jak budownictwo, finanse, transport itp. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne<br>☒ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w latach 2023–2027 umożliwi realizację projektów w nisko lub zeroemisyjne źródła wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne.<br>Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy. |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Przepisy rozporządzenia będą stopniowo realizowane w chwili rozstrzygnięć poszczególnych aukcji zaplanowanych na lata 2023–2027 w zakresie wskazanych w projekcie rozporządzenia wolumenów energii lub ich wartości, zaś całościowo zostaną zrealizowane w roku 2027.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja efektów projektu będzie dokonywana na bieżąco. Wskazane maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027 będą corocznie weryfikowane i zmieniane w zależności od potrzeb i uwarunkowań rynkowych. Zaproponowane pierwotnie wolumeny nie będą mogły jednak ulec obniżeniu. Ważnym elementem będzie analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w danym roku kalendarzowym, która będzie miała istotny wpływ na zaprojektowanie odpowiednich wartości na lata kolejne.

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

-

Projekt

**R O Z P O R Z Ą D Z E N I E**

**R A D Y  M I N I S T R Ó W**

z dnia

**w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.**

Na podstawie art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U.  z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz … ) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi:

1) pkt 12–13 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
2) pkt 14–23 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
3) pkt 25 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**PREZES RADY MINISTRÓW**

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …), zwanej dalej „ustawą”. Na jego podstawie Rada Ministrów ma określić jednorazowo w drodze rozporządzenia w terminie do dnia 30 września 2025 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;

2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;

3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy, która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Jednocześnie zgodnie z art. 47 pkt 4 ustawy z dnia …… o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z …. poz. …) przepisy dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r. W związku z tym, w celu organizacji aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. jest konieczne jednorazowe wydanie przedmiotowego rozporządzenia w terminie po dniu 1 lipca.

W 2025 r. jest planowana sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w dotychczasowych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dzięki której zakłada się wsparcie operacyjne instalacji wykorzystujących:

- biogaz rolniczy – … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - … MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – …MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - … MW,
- hydroenergię – … MW,
- biomasę – … MW

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z roku 2025 dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) wynosi natomiast … zł.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

| **Nazwa projektu** | **Data sporządzenia** |
|---|---|
| Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.<br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>-<br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>- | … r.<br>**Źródło**<br>Art. 184n ustawy z dnia ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …)<br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**<br>- |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE w 2025 r. w celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego okresu wsparcia.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ….), zwanej dalej „ustawą", która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Jednocześnie zgodnie z art. 47 pkt 4 ustawy z dnia ……. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …) przepisy dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r. W związku z tym, w celu organizacji aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. jest konieczne jednorazowe wydanie przedmiotowego rozporządzenia w terminie po dniu 1 lipca.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy. Rozporządzenie określa maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z art. 184n ustawy, Rada Ministrów przy określeniu maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Przyjęte wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z wyłączeniem instalacji hybrydowych, wynikają z najbardziej aktualnych wartości cen referencyjnych określonych dla poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii na rok 2025 r.

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 2025 r. wsparcie obejmie następujący potencjał wytwórczy technologii wykorzystywanych w ramach instalacji odnawialnego źródła energii:

- biogaz rolniczy – … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - … MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - … MW,
- hydroenergię – … MW,
- biomasę – … MW

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe.

Projekt rozporządzenia bierze pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi ……. MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz ceny referencyjnej na 2025 r.) wynosi ……. zł.

Łączna maksymalna wartość pomocy publicznej wynikająca z różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej sprzedanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, a rynkową wartością energii elektrycznej (tzw. ujemne saldo) wynosi …….. zł.

**3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?**

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu na wsparcie oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

**4. Podmioty, na które oddziałuje projekt**

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Wytwórcy zainteresowani kontynuacją wytwarzania energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii | Ok. 1100 podmiotów | Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert.<br>Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 20.. umożliwi dalsze funkcjonowanie istniejących instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej |
| Odbiorcy końcowi | Kilkanaście milionów gospodarstw domowych | Dane Głównego Urzędu Statystycznego | Mechanizm aukcyjny na kontynuację wsparcia operacyjnego może powodować obciążenie odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2022 wynosi 0,90 zł za MWh. Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych |
| Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe itp. | Kilkuset | Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska | Pozostanie na rynku OZE działających podmiotów utrzyma istniejący popyt na wymienione usługi |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
32) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
33) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
34) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
35) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
36) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z … r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | Łącznie (0–10) |
| **Dochody ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Wydatki ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Saldo ogółem** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| budżet państwa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| JST | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | Łącznie (0–10) |
| W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | - | - | - | - | - | - | - |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | - | - | - | - | - | - | - |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | - | - | - | - | - | - | - |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | - | - | - | - | - | - | - |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. | | | | | | |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 2025 r. | | | | | | |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. | | | | | | |
| | osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze | Brak wpływu. | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej, obejmującej istniejące instalacje OZE, które wychodzą z systemu świadectw pochodzenia. Obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne z uwagi na kontrakt różnicowy znany z dzisiejszych aukcji dla nowych instalacji, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji. | | | | | | |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |

| | |
|---|---|
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☒ nie dotyczy |
| Komentarz: Brak. | |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie dotychczasowym miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych, zapewniających serwis dotychczas wykorzystywanych urządzeń wytwórczych. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☒ środowisko naturalne<br>☒ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |

| | |
|---|---|
| Omówienie wpływu | Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w roku 2025 r. umożliwi utrzymanie istniejących instalacji z nisko lub zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne.<br>Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy. |

**11.Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?**

Ewaluacja zostanie dokonana podczas opracowywania projektu rozporządzenia, które określi maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

Przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na 2026 r. zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych na podstawie projektu, w tym w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców.

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

**13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)**

-

Projekt

# R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

# M I N I S T R A  K L I M A T U  I  Ś R O D O W I S K A [1)]

**w sprawie wzoru sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**

z dnia

Na podstawie art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[2)]) zarządza się, co następuje:

**§ 1.** Określa się wzór sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, stanowiący załącznik do rozporządzenia.

**§ 2.** Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA**

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1732, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295.

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
Dz. U. poz. )

***W Z Ó R***

| | | |
|---|---|---|
| **Sprawozdanie<br>z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne za rok…….[1)]** | | |
| **I. Informacje o składającym sprawozdanie** | | |
| **1.** | Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego | |
| **2.** | Adres siedziby przedsiębiorstwa energetycznego | |
| **3.** | Miejsce prowadzenia działalności gospodarczej | |
| **4.** | NIP przedsiębiorstwa energetycznego | |
| **5.** | Nr koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła | |
| **II. Informacje o systemie ciepłowniczym** | | |
| **1.** | Lokalizacja systemu ciepłowniczego[2)] | |
| **2.** | Liczba przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w systemie ciepłowniczym przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego | |

[1)] W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła posiada więcej niż jeden system ciepłowniczy, dla każdego systemu ciepłowniczego składa odrębne sprawozdanie.

[2)] Należy podać powiat i gminę/miasto.

| | | |
|---|---|---|
| **3.** | Liczba źródeł ciepła w systemie ciepłowniczym | |
| **III. Szczegółowe informacje o realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego** | | |
| **1.** | Łączna ilość ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego w okresie objętym sprawozdaniem [GJ] | |
| **2.** | Procentowy udział energii z odnawialnych źródeł energii w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii | |
| **3.** | Procentowy udział ciepła odpadowego w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego | |
| **4.** | Procentowy udział ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego | |
| **5.** | Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej | |
| **6.** | Suma końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przez wszystkich wytwórców ciepła w systemie ciepłowniczym [GJ] | |
| **7.** | Ilość ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w systemie ciepłowniczym [GJ] | |
| **8.** | Udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w sumie końcowego zużycia energii cieplnej brutto w systemie ciepłowniczym [%] | |
| **9.** | Ilość ciepła odpadowego w systemie ciepłowniczym [GJ] | |

| | | |
|---|---|---|
| **10.** | Udział ciepła odpadowego w sumie końcowego zużycia energii cieplnej brutto w systemie ciepłowniczym [%] | |

---------- ----------

Data i miejsce sporządzenia sprawozdania podpis osoby upoważnionej

## UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą". Zgodnie z przepisami ustawy, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki określa, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy, kierując się koniecznością ujednolicenia formy i sposobu jego przekazywania.

Przepis umożliwi przekazywanie przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane do złożenia tego sprawozdania danych, o których mowa w art. 7b ust. 5 ustawy w sposób uporządkowany i jednolity, jak również ułatwi tym podmiotom realizację obowiązku .

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Zgodnie z przepisem art. 7b ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, projekt przedmiotowego rozporządzenia zostanie przekazany Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w celu zasięgnięcia opinii.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

| | |
|---|---|
| **Nazwa projektu**<br>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego<br><br>**Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**<br>Ministerstwo Klimatu i Środowiska<br><br>**Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**<br>Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska<br><br>**Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**<br>Paweł Bogusławski – Główny Specjalista<br>tel. 691 985 561<br>mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl | **Data sporządzenia**<br>10.06.2022 r.<br><br>**Źródło**<br>Upoważnienie ustawowe<br>art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.)<br><br>**Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**<br>……. |

# OCENA SKUTKÓW REGULACJI

## 1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego rozporządzenia wynika z delegacji zawartej w art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dalej „ustawa", która dotyczy sprawozdawczości przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej. Dane przekazywane w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy, dotyczą kilku aspektów działalności dystrybucyjnej, a także danych dotyczących końcowego zużycia energii cieplnej brutto, energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z kogeneracji, które dystrybutor sieci ciepłowniczej pozyskiwać będzie na podstawie art. 7b ust. 6 od przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej. Dane niezbędne do sprawozdania będą także przekazywane przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, których sieć ciepłownicza przyłączona jest do innej sieci ciepłowniczej, w odniesieniu do ciepła przesyłanego z sieci tego przedsiębiorstwa do innej sieci.

## 2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projektowany wzór sprawozdania stanowi czytelne narzędzie do realizacji obowiązku sprawozdawczego nałożonego przepisami ustawy. W związku z tym będzie on pomocny zarówno dla podmiotów obowiązanych do składania sprawozdań, jak i dla organów otrzymujących sprawozdania, gdyż zawarte w nich dane będą otrzymywane w ujednoliconej formie. Ze względu na upoważnienie do wydania rozporządzenia, nie jest możliwe osiągnięcie celu w postaci określenia wzoru sprawozdania za pomocą innych środków niż działania legislacyjne polegające na wydaniu rozporządzenia.

## 3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

## 4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

| Grupa | Wielkość | Źródło danych | Oddziaływanie |
|---|---|---|---|
| Przedsiębiorstwa koncesjonowane prowadzące działalność gospodarczą w zakresie | 387 | Raport „Energetyka Cieplna w liczbach – | Ujednolicenie wszystkich sprawozdań składanych ministrowi właściwemu ds. energii oraz Prezesowi URE ułatwi |

| | | | |
|---|---|---|---|
| przesyłania lub dystrybucji ciepła oraz wytwarzania ciepła | | 2020”[1]. Urząd Regulacji Energetyki | przedsiębiorstwom energetycznym zarówno przygotowanie pierwszego sprawozdania jak i jego kolejne edycje. |
| Minister Klimatu i Środowiska | 1 | Projekt rozporządzenia | Gromadzenie i przetwarzanie danych pozyskanych w sprawozdaniach od przedsiębiorstw energetycznych. |
| Prezes Urzędu Regulacji Energetyki | 1 | Projekt rozporządzenia | Gromadzenie i przetwarzanie danych pozyskanych w sprawozdaniach od przedsiębiorstw energetycznych. |

**5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji**

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r., poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie;
2) Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
4) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu;
5) Izby Gospodarczej Gazownictwa;
6) Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie;
7) Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej;
8) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska;
9) Izby Gospodarczej Metali Nieżelaznych i Recyklingu;
10) Krajowej Izby Gospodarczej;
11) Związku Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

[1] https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-cieplna-w-l/10096,2020.html

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

**6. Wpływ na sektor finansów publicznych**

| (ceny stałe z …… r.) | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| **Dochody ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Wydatki ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Saldo ogółem** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| budżet państwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| JST | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | |
|---|---|
| Źródła finansowania | Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa. |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania. |

**7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe**

| | | Skutki | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | 0 | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.) | duże przedsiębiorstwa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | Umożliwienie wykonania obowiązku sprawozdawczego w sposób jednolity przez wszystkie zobowiązane przedsiębiorstwa energetyczne. |
| | sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | Umożliwienie wykonania obowiązku sprawozdawczego w sposób jednolity przez wszystkie zobowiązane przedsiębiorstwa energetyczne. |
| | rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | Zmiana pośrednio zapewni dostęp do informacji, w szczególności o informacji dotyczącej spełnienia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, co w przypadkach szczególnych będzie miało wpływ na możliwość odstąpienia od umowy sprzedaży ciepła. |
| | | Brak |
| Niemierzalne | | Brak |
| | | Brak |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw. |

**8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu**

☒ nie dotyczy

| | |
|---|---|
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |
| ☐ zmniejszenie liczby dokumentów<br>☐ zmniejszenie liczby procedur<br>☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: | ☐ zwiększenie liczby dokumentów<br>☐ zwiększenie liczby procedur<br>☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy<br>☐ inne: |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | ☐ tak<br>☐ nie<br>☐ nie dotyczy |

**9. Wpływ na rynek pracy**

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

**10. Wpływ na pozostałe obszary**

| | | |
|---|---|---|
| ☐ środowisko naturalne<br>☐ sytuacja i rozwój regionalny<br>☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | ☐ demografia<br>☐ mienie państwowe<br>☐ inne: | ☐ informatyzacja<br>☐ zdrowie |
| Omówienie wpływu | Projekt rozporządzenia przyczyni się do umożliwienia terminowego i rzetelnego złożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. | |

**11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego**

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

| **12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** |
|---|
| Ewaluacja efektów projektu prowadzona będzie na bieżąco. |
| **13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** |
| Brak |