2022.02.24

**Uzasadnienie**

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC 99) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209), zwaną dalej „dyrektywą 2018/2001”, „REDII” lub „dyrektywą”.

W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:

1. Biometan
2. Klastry energii
3. 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. Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)
4. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii
5. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
6. Hybrydowe instalacje OZE
7. Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające)
8. Pozostałe regulacje

Z uwagi na szeroki zakres regulacji unijnej, niniejszy 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.

# Biometan

**Cel i potrzeba wprowadzenia przepisów w zakresie biometanu**

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o *odnawialnych źródłach energii* (Dz.U. 2020 poz. 261, z późn. zm.), dalej jako „ustawa”, 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 Dyrektywy RED II, 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 niniejszego projektu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację obowiązków wynikających z Dyrektywy 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 załączniku IX część A dyrektywy REDII.

Zgodnie z treścią przepisów art. 25 ust. 1 dyrektywy REDII wkład tzw. zaawansowanych biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w ww. załączniku jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma 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 2 lutego 2021 r. Polityką energetyczną Polski do 2040 r. (dalej: PEP 2040), w planowanej perspektywie, krajowe zużycie gazu ziemnego będzie sukcesywnie wzrastać z obecnych prawie 18 mld m3, 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 m3 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 m3 ogółem.

W poszczególnych krajach 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 ok. 730 instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (na podstawie: ***Annual Statistical Report of the*** [***European Biogas Association***](https://www.europeanbiogas.eu/the-european-biomethane-map-2020-shows-a-51-increase-of-biomethane-plants-in-europe-in-two-years/)***, 2020)***, z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Liderem wykorzystania biometanu w Unii Europejskiej są Niemcy, gdzie znajdują się 232 instalacje do wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany jest w 18 krajach, przy czym w znaczących ilościach także we Francji (131) oraz Wielkiej Brytanii (80 instalacji).

*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, pomimo 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, do chwili obecnej, pomimo prężnego rozwijania się tego sektora wśród krajów sąsiedzkich, nadal nie powstała 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, zasadnym wydaje się 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**

W związku z potrzebą uruchomienia rynku biometanu, istnieje, m.in., konieczność wprowadzenia do ustawy definicji biometanu obejmującej gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3. 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 (dalej: ustawa – Prawo energetyczne).

Jednocześnie, w konsekwencji pojawienia się nowej definicji, uaktualnienia wymagały pojęcia: biogaz, dedykowana instalacja spalania biomasy, dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego, instalacja odnawialnego źródła energii, odnawialne źródło energii, operator systemu elektroenergetycznego, paliwo pomocnicze, spółdzielnia energetyczna, wytwórca oraz stała cena zakupu.

Mając na uwadze wprowadzeni definicji biogazu wprowadzono wyłączenie pojęcia „biogaz rolniczy” z zakresu pojęcia „biogaz” w celu jednoznacznego wskazania jego odrębnego charakteru, które ma również znaczenie w kontekście rozwiązań proponowanych dla biometanu.

**Określenie zasad wykonywania działalności w zakresie wytwarzania biometanu**

**Utworzenie rejestru wytwórców biogazu**

W rozdziale 2 ustawy 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.

Wytwarzanie biogazu lub wytwarzanie biometanu z biogazu jest działalnością regulowaną i wymaga wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dalej jako „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. Z uwagi na poszerzenie zadań Prezesa URE w tym obszarze, wydłużono czas rozpatrywania wniosków o wpis do rejestru do 21 dni. Uwzględniono również zwiększone koszty funkcjonowania URE określając w przepisach projektu ustawy maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań organu w zakresie prowadzenia ww. rejestru.

Ponadto, w celu doprecyzowania zakresu działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu, w treści przepisów projektu ustawy wskazano, że 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.

Co więcej, na wytwórcę prowadzącego działalność gospodarczą we wskazanym wyżej zakresie, nałożono obowiązek:

* posiadania tytułu prawnego do obiektów budowlanych oraz instalacji w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu,
* dysponowania urządzeniami służącymi prowadzeniu działalności oraz odpowiednimi instalacjami i obiektami spełniającymi wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej, sanitarnej i ochrony środowiska,
* prowadzenia stosownej dokumentacji potwierdzającej ilość wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzonego biometanu, w tym ilość biometanu: wprowadzonego do sieci, sprzedanego odbiorcom końcowym oraz sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
* niewykorzystywania do produkcji biometanu z biogazu lub biometanu paliw kopalnych, jak również biomasy, biogazu i biopłynów zanieczyszczonych substancjami mającymi zwiększyć ich wartość opałową,
* 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 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 dot. rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

W konsekwencji wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległa delegacja dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia w zakresie określenia wzoru sprawozdania półrocznego składanego przez wytwórcę Prezesowi URE oraz do określenia, w porozumieniu z ministrem właściwym ds. gospodarki, wzoru wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu lub biometanu. Projekt ustawy wprowadza również stosowne przepisy przejściowe przewidujące na zachowanie w mocy dotychczasowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 i art. 10 ust. 5 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 projektu ustawy.

Ponadto, rozszerzono obowiązek przygotowania zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE o informacje dotyczące działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzania biometanu.

**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 wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowe Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, dalej jako: „KOWR”. W związku z powyższym, obowiązki wytwórcy prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego rozszerzono (poza obecnie obowiązującymi) o obowiązek prowadzenia dokumentacji dotyczącej:

* ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego wykorzystanego do wytworzenia biometanu, oraz
* 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 dot. wytwarzania biogazu (np. kwestię treści wniosku o wpis do rejestru, wykreślenia z rejestru oraz sprawozdawczości w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego).

Zasadniczej zmiany w tym zakresie dokonano poprzez wprowadzenie w art. 29 ustawy pkt 3, który precyzuje, że instalacja odnawialnego źródła energii, w której wytwarzano biogaz rolniczy, a która otrzymała zakaz wykonywania działalności, w związku z wykorzystywaniem substratów nie mieszczących się w definicji biogazu rolniczego, nie może być ponownie wykorzystywana do tej działalności. Dodawany przepis ma na celu umożliwienie wydania przez Dyrektora Generalnego KOWR decyzji odmawiającej wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, w przypadku gdy w stosunku do instalacji OZE zgłaszanej do wpisu, wydana została decyzja o wykreśleniu z rejestru z uwagi na: (1) wykorzystanie do wytwarzania biogazu rolniczego substratów innych niż określone w definicji (art. 25 pkt 3 ustawy) lub wykorzystanie do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego biogazu innego niż biogaz rolniczy (art. 25 pkt 3a projektu ustawy). Ma to przeciwdziałać sytuacji, w której po wydaniu zakazu dla dalej instalacji, zmianie ulega jedynie nazwa wytwórcy, a po wpisie do rejestru, kontynuowana jest produkcja biogazu rolniczego.

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 przewidujeodejście od systemu wsparciadlabiogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a – 51 ustawy.

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.

Stosownie do powyższego założenia, 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.

**Zmiany w ustawie– Prawo energetyczne**

**Rozszerzenie definicji paliw gazowych**

Projekt ustawy wprowadza również propozycje zmian w zakresie ustawy – Prawo energetyczne dotyczących definicji pojęcia *paliwa gazowe,* wprowadzając do katalogu paliw gazowych biometan. Proponowana zmiana jest zgodna z treścią definicji biometanu zaproponowaną w ustawie o odnawialnych źródłach energii, umożliwiając stosowanie tego nośnika energii w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych gazowych.

**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 zobowiązane do wskazania lokalizacji alternatywnej i najbliższej lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę przyłącza instalacji służącej do wytwarzania biometanu w sytuacji udzielenia odmowy jego zawarcia 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 i dokonanie analizy opłacalności i zasadności realokacji przyłącza lub całej planowanej inwestycji.

# 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. 2017 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 PEP 2040. Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii, może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.

Zgodnie z PEP2040, w ramach filaru: „zeroemisyjny system energetyczny” wskazane jest że, dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich stwarza możliwość ich wykorzystania do produkcji energii na potrzeby lokalnego rynku energetycznego. Dodatkowo rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie tego istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także wpływa na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami PEP2040, rolę podmiotów, które mają być prekursorami takich działań na krajowym rynku, mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Zgodnie z celem założonym w PEP2040 w 2030 roku będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów.

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 o 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.

Obecnie obowiązujące przepisy ustawy w sposób bardzo ogólny określają zasady współpracy biznesowej w ramach klastrów energii, co znacząco ogranicza rozwój tego rynku. Stworzenie wyraźnych reguł jest niezbędne, aby klastry energii mogły efektywnie współpracować na krajowym rynku energetycznym.

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 lub usłudze ograniczania obciążenia szczytowego konieczne będzie 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 OSD i OSP, a także wypracowanie nowych modeli biznesowych. Zakłada się, że dzięki instrumentom wsparcia do 2030 roku klastry energii staną się skutecznymi kreatorami lokalnego rynku energetycznego. Oprócz korzyści gospodarczych, klaster energii służyć będzie realizacji celów istotnych dla mieszkańców lokalnych społeczności. Szczegółowy zakres działania klastra określony zostanie w porozumieniu przez jego strony – członków klastra.

Proponowane w projekcie ustawy rozwiązania promujące funkcjonowanie klastrów energii mają charakter czasowy i będą obowiązywać do 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 funkcjonowaniaklastrów energii wykazała potrzebę wprowadzenia zmian w obszarze regulacyjnym w celu zwiększenia potencjału tej formy współpracy poprzez 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.

W projektowanej definicji klastra energii wprowadzono wymóg, aby stroną porozumienia była przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego. 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.

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. Również dyrektywa RED II 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, czemu służyć będzie dedykowany system wsparcia klastrów oraz nowa usługa ograniczania obciążenia szczytowego. Jest to usługa wykonywana na obszarze ograniczania szczytowego obciążenia mocy polegająca na zmniejszeniu mocy szczytowych, obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej.

W ramach zmian legislacyjnych zrezygnowano 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.

**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 przewidziane jest 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 koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki. Koordynator nie musi być stroną tego porozumienia.

Wprowadzono także zapis dotyczący umieszczania w treści porozumienia postanowień dotyczących trybu zawierania umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, w szczególności obowiązek określenia sposobu wyrażenia zgody na zawarcie tej umowy przez członków klastra. Natomiast w przypadku gdy na obszarze klastra energii przewidziane jest utworzenie jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego, ww. porozumienie zawiera także postanowienia o utworzeniu jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego i trybie zawarcia takiej umowy w przypadku, gdy strony porozumienia klastra planują taką aktywność na obszarze działania klastra.

**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. Ponadto, uregulowano postępowanie w przypadku wniosku o zmianę wpisu, a także określono przesłanki, które mogą być podstawą do wykreślenia klastra energii z rejestru klastrów.

Wniosek o wpis do rejestru składa koordynator klastra energii. Prezes URE dokonuje wpisu w ciągu 14 dni od złożenia wniosku. Wpis do rejestru nie jest obligatoryjny, jednak uzyskanie wpisu umożliwia – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści   
z zaprojektowanego dla klastrów energii systemu wsparcia, a także wynagrodzenia za wprowadzoną w projekcie usługę ograniczenia obciążenia szczytowego na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego.

Koordynator klastra energii, który jest wpisany do rejestru, obowiązany będzie do sporządzenia rocznego sprawozdania zawierającego, m.in. dane o ilości energii wytworzonej przez strony porozumienia klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, łączną moc zainstalowanych instalacji należących do członków klastra energii a także informację o zawartych i rozwiązanych umowach obszaru ograniczania obciążenia szczytowego między członkami klastra energii a właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego. Koordynator klastra energii będzie przekazywać Prezesowi URE sprawozdanie w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie. Prezes URE wykreśli, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii w przypadku nieprzekazania przez koordynatora tego klastra energii sprawozdania w ustawowym terminie.

W związku z wprowadzeniem rejestru klastrów i dodatkowej obsługi sprawozdawczości przez URE, konieczne jest uwzględnienie zwiększonych kosztów funkcjonowania Urzędu w określonym w projekcie maksymalnym limicie wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Urzędu, w celu zapewnienia terminowej obsługi procedur dotyczących klastrów energii przewidzianych w projekcie.

**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, w tym umowy kompleksowe, ze wszystkim stronami porozumienia klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1. udostępniania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez strony porozumienia klastra energii,
2. rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,
3. świadczenia usługi dystrybucji, w przypadku ustania bycia stroną porozumienia klastra energii.

Operator instaluje także każdej ze stron porozumienia klastra energii, która nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych. Ponadto, rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wskazanemu przez koordynatora klastra, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdą ze stron porozumienia klastra energii przyłączonych do tej sieci.

**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, akcyzy, oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia.

Mechanizm wsparcia ma charakter czasowy. Będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, zdolność magazynowania energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie   
w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Przewidziane zostały również dodatkowe korzyści w odniesieniu do kosztów usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, uzależnione od spełnienia warunków w zakresie osiągnięcia odpowiedniego poziomu zużycia własnego dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Wysokość współczynnika wysokości kosztów powiązana została z poziomem zużycia własnego i wynosi on maksymalnie 75% wartości kosztów.

**Rozliczenia wsparcia**

Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego.

Wraz z wnioskiem do sprzedawcy wskazanego koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi stronami porozumienia klastra energii (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). Sprzedawca wskazany zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy ze stronami porozumienia klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 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.

**Usługa ograniczania obciążenia szczytowego**

Usługa ograniczania obciążenia szczytowego jest zdefiniowaną w ustawie formułą odpłatnego świadczenia na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez strony porozumienia klastra energii usługi w postaci ograniczenia szczytowej generacji energii. Zasady świadczenia i wynagrodzenia tej usługi podlegają konkretyzacji w umowie.

Usługa związana jest z obszarem ograniczania obciążenia szczytowego, który został określony jako zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

Utworzenie na obszarze klastra energii obszaru ograniczania obciążenia szczytowego następuje w drodze zawarcia umowy obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi stronami porozumienia klastra energii z operatorem systemu dystrybucyjnego po uzyskaniu warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego od tego operatora.

W celu utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o wydanie warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. Na podstawie kompletnego wniosku operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przeprowadza analizę zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy. W przypadku akceptacji wyceny zainteresowani członkowie klastra energii pokrywają jej koszty w wysokości 50%.

Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uzna wniosek za zasadny to po opłaceniu 50% kosztów analizy przez zainteresowanych członków klastra, wydaje i doręcza koordynatorowi klastra energii w terminie 90 dni warunki utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy zawierającą wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi na określonym przez operatora poziomie i warunkach.

Realizacja usługi ograniczania obciążenia szczytowego następuje na podstawie umowy pomiędzy koordynatorem klastra energii a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, której zawarcie następuje w terminie do 60 dni od dnia doręczenia koordynatorowi klastra energii warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego i propozycji takiej umowy. Umowa jest zawierana na okres co najmniej 2 lat i powinna określać co najmniej:

* strony i przedmiot umowy;
* terytorialny i sieciowy obszar działalności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego oraz wykaz punktów poboru energii wchodzących w skład tego obszaru;
* poziom ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego do którego utrzymania zobowiązani są członkowie klastra;
* wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego oraz zasady jej ustalania;
* czas trwania umowy i zasady jej rozwiązania;
* wykaz punktów poboru energii członków klastra energii tworzących obszar ograniczania obciążenia szczytowego oraz ich moce umowne, a w przypadku wytwórców, moce zainstalowane;
* metodę rozliczania udziału pomiędzy stronami tej umowy w wynagrodzeniu z tytułu redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego;
* metodę rozliczania udziału pomiędzy stronami tej umowy w opłatach z tytułu kar umownych wynikających z niedotrzymania poziomu redukcji obciążenia szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, jeżeli umowa przewiduje ten rodzaj zabezpieczenia.

Umowa może także przewidywać upoważnienie operatora systemu dystrybucyjnego do zainstalowania systemów monitorowania i automatycznej redukcji generacji mocy na punktach poboru energii stron porozumienia klastra energii zlokalizowanych na obszarze ograniczania obciążenia szczytowego dla zagwarantowania utrzymania określonego w umowie poziomu ograniczania obciążenia szczytowego na tym obszarze.

Wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego ustalana jest w zależności od stopnia wywiązania się z obowiązku ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego przez strony umowy będące członkami klastra energii.

Wprowadzenie usługi ograniczania obciążenia szczytowego otwiera nowe możliwości działania dla stron porozumienia klastra energii oraz może stanowić użyteczne narzędzie do bilansowania energii elektrycznej przez operatora sieci dystrybucyjnej, wzmacniając jej stabilność.

# Transpozycja dyrektywy RED II

## Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II)

Dyrektywa nakłada na państwa członkowskiej 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 powodować będą zmniejszenie popytu na ciepło systemowe, zaś brak woli przyłączania się przez odbiorców do sieci ciepłowniczej stanowić będzie 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 nakierowane byłyby 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 niezbędne jest zatem wprowadzenie takich środków.

**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. Dotychczasowa treść omawianego przepisu wykluczała 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. Jednocześnie, proponuje się nie obejmować obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego, z uwagi na realizację przez Polskę celu wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II na poziomie 1,1% jako państwo członkowskie, w którym nie wykorzystuje się ciepła odpadowego.

Dodane przepisy art. 116 w ust. 1a – 1b, uszczegółowiają podejście do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła. Projektowany przepisy implementują metodologię wyliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych, wytworzonej przez pompy ciepła poprzez 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, poprzez 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 Prezesa URE 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 poprzez normę wynikającą z art. 7 ust. 1 *in fine* ustawy Prawo energetyczne. 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 zaakceptowanym przez Prezesa URE planem rozwoju.

**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, poprzez 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 do, odpowiednio, sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej. Gwarancje są zbywalne. Nie wynikają z nich jakiekolwiek 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 informacji 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. 4 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 przepisów art. 7b ust. 3 oraz nowych przepisów zawartych w art. 7b ust. 3c – 3h ustawy Prawo energetyczne 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 treścią 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, by 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 planowane jest 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, poprzez 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 – 3h ustawy- Prawo energetyczne wskazano zasady weryfikowania spełnienia kryteriów określonych w ust. 3.

Przepisy art. 7b ust. 3c – 3h 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. 24 ust. 1 dyrektywy. Dyrektywa wymaga, by 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 publikować będą na swoich stronach internetowych procentowe udziały 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 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 sieci którego jest przyłączone informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5 w terminie do 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**

Proponowany art. 7c ustawy -Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa koncesjonowane, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym obowiązki sprawozdawcze, w zakresie dotyczącym łącznej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, ilości ciepła wytworzonego w odnawialnych źródłach energii oraz ciepła odpadowego, dostarczonego do odbiorców końcowych, udziału ciepła z OZE w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, oraz rodzajów odnawialnych źródeł energii, wykorzystywanych do wytworzenia ciepła dostarczonego odbiorcom końcowym. Dane przekazywane w ramach powyższego obowiązku Prezesowi URE, po odpowiedniej agregacji, mogą służyć ministrowi właściwemu do spraw klimatu 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 elektroenergetyczne 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 typu 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**

Poprzez dodanie w art. 45 ust. 1a punktu 1b w brzmieniu: „Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%.” – motywuje się przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepłą 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.

**Zwolnienie z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE taryf dla ciepła z małych źródeł OZE**

Dodanie w art. 47 po ust. 1b ust. 1c w brzmieniu: „Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.” 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 się ust. 2f 1 w brzmieniu: „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 § 14 rozporządzenia wydanego na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości.” pozwoli na faktyczne uwzględnienie kosztów będących kosztami uzasadnionym prowadzenia działalności gospodarczej wytwarzania ciepła w kogeneracji, wraz z uzasadnioną wielkością zwrotu z kapitału, co w aktualnie dynamicznym wzrostem 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.

## Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)

Zgodnie z art. 120 ust. 1 gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie dyrektywy RED II 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 dyrektywy RED II, 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, 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. Tym samym rozszerza się możliwość wydania gwarancji pochodzenia na takie rodzaje i nośniki energii jak: biometan, ciepło albo chłód albo wodór odnawialny. Uzasadnieniem tej zmiany jest fakt, iż dyrektywa RED II 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 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 stanowić będzie spójne i przejrzyste włączenie wodoru odnawialnego do systemu gwarancji dla innych nośników energii oraz ułatwi rozwój handlu transgranicznego wodorem odnawialnym. 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 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 są konsekwencją rozszerzenia grupy rodzajów oraz nośników energii na które wydawana jest gwarancja pochodzenia. Co więcej zdecydowano się na określenie, iż gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla. Zmiana ma na celu uproszczenie i ujednolicenie procesu obliczania unikniętej emisji przez wytwórców energii poprzez dostosowanie go do procesu raportowania realizowanego przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami na podstawie art. 3 ust. 2 pkt 8 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1077 i 2320 oraz z 2021 r. poz. 1047 i 2127).

Dyrektywa RED II wskazuje, że państwo członkowskie musi zapewnić należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia, jeżeli chce aby wytwórca korzystał zarówno z systemu gwarancji pochodzenia, jak i mechanizmów wsparcia. Zgodnie z tym, dodanie ust. 4 ma za zadanie wyjaśnić, iż możliwe jest, aby wytwórca energii z źródeł odnawialnych, po spełnieniu szeregu wymagań zawartych w rozdziale 5 ustawy, mógł starać się zarówno o wydanie gwarancji pochodzenia, jak i również korzystać z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii, o których mowa rozdziale 4 ustawy. Stan prawny w chwili obecnej również umożliwia takim wytwórcom korzystanie z tych dwóch systemów, niemniej jednak wydaje się, iż ta materia nie została właściwie uszczegółowiona w przepisach ustawowych. Uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia w takich systemach wsparcia jak system aukcyjny, czy też system świadectw pochodzenia – tzw. zielonych certyfikatów nie wymaga żadnych szczegółowych regulacji prawnych. Wynika to wprost z regulacji zawartych w dyrektywie RED II, w których uznaje się, iż wartość rynkowa gwarancji pochodzenia zostaje należycie uwzględniona gdy wsparcie finansowe przyznawane jest w tożsamych do powyższych systemach. Co zaś się tyczy systemów wsparcia opartych o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, należy uznać, iż rynkowa wartość gwarancji pochodzenia zostanie określona, jako jeden z parametrów ekonomicznego funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii. Należy w tym miejscu jednoznacznie podkreślić, iż zgodnie z obecnym stanem wytwórca, który korzysta z systemu wsparcia opartego o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, nie ma możliwości wygenerować przychodu, w którym uzyska za sprzedaż 1 MWh kwoty większej niż równowartość 100% ceny referencyjnej dla danej technologii (nadwsparcia), nawet jeżeli zostanie doliczony do tego przychód wynikający z tytułu funkcjonowania w rejestrze gwarancji pochodzenia. Dla obu systemów bowiem, zgodnie z przepisami art. 70a ust. 1 i 2 w związku z art. 70e ustawy OZE poziom wsparcia wynosi odpowiednio 95 i 90 procent ceny referencyjnej. Niemniej jednak ze względu na zmianę wartości gwarancji pochodzenia, zadaniem Ministra Klimatu i Środowiska jest analizowanie rynku gwarancji pochodzenia m.in. poprzez analizę danych w tym zakresie przekazanych w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE na dany rok.

Art. 120 ust. 5 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 czy też ciepło albo chłód. W takim przypadku ustawa w pkt 1 ust. 5 dopuszcza umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia takiemu wytwórcy, o ile wytwórca dostarcza energię za pomocą linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

W art. 120 ust. 5 pkt 1 *in fine* określony został szczególny przypadek, w którym to przyjmuje się, iż wprowadzenie energii elektrycznej następuje w momencie dostarczenia wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny. Punkt ten adresuje sytuacje, w której wytwórca posiada instalacje odnawialnego źródła energii, która produkuje energię elektryczną a także posiada, bezpośrednio przyłączoną do niej instalacje wytwarzająca wodór odnawialny z tej energii elektrycznej, dzięki procesowi elektrolizy. Jeśli 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. W pkt 2 oraz 3, w związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki, wyjaśnia się, iż ze względu na charakterystykę biometanu, jak i wodoru odnawialnego mogą one zostać transportowane zaraz po wyprodukowaniu – za pomocą m.in. transportu kołowego lub kolejowego. Niezaadresowanie tej kwestii w przepisach ustawowych stanowiłoby istotne wyłączenie dla tych technologii ze względu na fakt, iż 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.

Jeśli zaś 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, iż z uwagi na techniczne aspekty funkcjonowania tych sieci, wynikające z innych przepisów, ustawodawca nie zdecydował się na doprecyzowanie tej kwestii w ustawie.

Poprzez dodanie ust. 6, 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 fotowoltalicznego 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 art. 120 ust. 7 określa się dokładnie kwestie przeniesienia gwarancji pochodzenia w nawiązaniu do korzystania przez strony z umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 5 ust. 2c – Prawo energetyczne, a więc umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (umowa PPA). Warto wskazać, iż na gruncie takiego stosunku prawnego, wytwórca będący jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie ma możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten tego, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem wprowadzenia tego przepisu jest sam charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem.

W związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są: biometan, 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. 8 projektu. 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 wyprodukowana 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 punktu widzenia zgodności polskiego prawodawstwa z normą CEN EN 16325, a co za tym idzie członkostwa w AiB.

Przepis ust. 9 szczegółowo określa sposób przeniesienia gwarancji pochodzenia w celu konwersji energetycznej. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę, iż jak dotąd istniał tylko jeden cel przeniesienia i umorzenia gwarancji pochodzenia, celem tym było poświadczenie odbiorcy końcowemu wartości środowiskowych o czym mowa w art. 120 ust. 1 projektu. W związku z potrzebą dostosowania prawa polskiego do normy CEN EN 16325, należało określić nowe przyczyny umorzenia gwarancji pochodzenia. Dla podmiotów będących stronami umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, proces przeniesienia i umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej w celu konwersji jest analogiczny jak w ust. 7. Z tą jednak różnicą, iż gwarancja pochodzenia wydana w celu konwersji energii nie może zostać umorzona na cel poinformowania odbiorcy końcowego o wartościach środowiskowych danej energii. Cel umorzenia takiej gwarancji został w sposób szczegółowy opisany w akapicie powyżej.

Wprowadzony ust. 10 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. instalacje wiatrową) która produkuje energię elektryczną, jak i również instalacje, która dokonuje procesu konwersji energii (np. instalacje 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 dołączając informacje o gwarancji pochodzenia wydanej dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii. Wytwórca zawsze musi poświadczyć gwarancją pochodzenia, iż pierwotny rodzaj lub nośnik energii był wyprodukowanym z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencją tego jest potrzeba umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej na cele konwersji energetycznej „na siebie”.

**Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia**

Zmiana dokonana w art. 121 ust. 1 przede wszystkim dopasowuje treść przepis do zmian zaproponowanych w art. 120 ust. 1. Dodatkowo, przepis ten wyraźnie wskazuje, iż 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, iż w przypadku energii elektrycznej, która korzysta z linii bezpośredniej lub zostaje dostarczona wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny, wniosek składa się bezpośrednio do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, zwanej dalej „jednostką akredytowaną”.

Analogiczna sytuacja dotyczy wodoru odnawialnego lub biometanu – jeśli 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, iż dodanie nowego obowiązku poszerzy zakres usług prowadzonych przez właściwe jednostki akredytowane. W chwili obecnej w rejestrze gwarancji pochodzenia znajduje się 1061 członków (stan na 13 stycznia 2022 r.). Ze względów na otworzenie się systemu gwarancji pochodzenia na zupełnie nowe podmioty, zakłada się zwiększenie częstotliwości działań takich jednostek. Należy również pamiętać, iż sytuacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej przez linię bezpośrednią lub dostarczanie energii elektrycznej wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny, 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 ust. 3 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 zawierających się w jednym roku kalendarzowym. Skrócenie przedmiotowego okresu ma na celu optymalizację obrotu tymi instrumentami oraz uniknięcie nadmiernego wydłużania terminów, w których mogą być one wykorzystane. Ograniczenie do jednego roku kalendarzowego ma na celu usprawnienie procesu raportowania danych o rynku gwarancji pochodzenia.

Następstwem wprowadzenia konwersji energetycznej jest również dodanie do wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia informacji o potwierdzeniu umorzenia dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii, który jest wykorzystywany w procesie, o czym mowa w pkt 3. W tym samym puncie rezygnuje się z określenia szacunkowej ilości wartości unikniętej emisji gazów cieplarnianych na rzecz określenia szacunkowej ilości unikniętej emisji dwutlenku węgla. Dodanie pkt 8 jest oczywistym następstwem rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii.

Dodany w art. 121 ust. 3a stanowi czym jest łączna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło lub chłód. Informacja ta jest niezbędna, aby wypełnić wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia.

W art. 121 ust. 4 dokonano usunięcia wyrażenia „innych dokumentów”. Należy uzasadnić, iż Prezes URE nie wydaje żadnych innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia, tak więc fragment ten mógł prowadzić do niewłaściwej interpretacji tego przepisu.

Zmiany brzmienia w art. 121 ust. 5 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 dokonywać będzie jednostka akredytowana. Dodanie tego fragmentu wynika z faktu, iż jak dotąd gwarancja pochodzenia wydawana była 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, niemożliwym jest aby weryfikacji ich 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 działać będzie jednostka akredytowana jest sytuacja, w której o wydanie gwarancji pochodzenia wnioskuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem ciepła lub chłodu, które musiałoby dokonać takiej weryfikacji niejako we własnych zakresie. Proponuje zatem posłużyć się regulacjami, na które pozwala norma CEN EN 16325 gdzie określa się zagadnienia właściwe dla podmiotu *Authorised Measurement Body,* który to podmiotodpowiedzialny jest za zbieranie i ustalenie wartości pomiarowych. W innych przypadkach weryfikacji dokonuje właściwy operator sieci.

Istotną zmianą jest również dodanie do art. 121 ust. 7 – 9. Poprzez 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 wytworzonego biometanu na ilość energii elektrycznej oraz stanowi usystematyzowane wymagań w zakresie dokonywania pomiarów rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biometanu. 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, iż w chwili obecnej nie ma przepisu ustawowego który stanowiłby delegację do wydania rozporządzenia w celu określenia analogicznych informacji dla wodoru – tak jak w przypadku biometanu oraz ciepła lub chłodu. Stąd też pojawiła się potrzeba wprowadzenia art. 62a ustawy OZE, który stanowić ma delegację do wydania rozporządzenia, które zaadresuje kwestie ustalenia parametrów technologicznych i technicznych instalacji, i wymagań dotyczących dokonania pomiarów dla wytworzonego wodoru odnawialnego, o czym mowa w ust. 9.

**Wezwanie do uzupełnienia wniosku**

W art. 122 ust. 1 dokonano określenia terminu, w którym Prezes URE wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia danych lub usunięcia błędów. W chwili obecnej funkcjonuje termin „niezwłocznie”, przepisy nowelizowanej ustawy zakładają, że Prezes URE będzie wzywał do powyższych uzupełnień lub usunięcia braków w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku.

Zmiany ust. 2 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 artykule 122 dodaje się ust. 3a. Przepis ten ma na celu przede wszystkim dokonanie implementacji przepisów dyrektywy RED II, która w art. 19 ust. 3 wskazuje, że gwarancje pochodzenia powinny utracić ważność w terminie 18 miesięcy po dacie wyprodukowania jednostki energii.

Zmiany w ust. 7, 9, 11, 12 adresują jedną z podstawowych zmian, jaką jest rozszerzenie funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii.

Dodanie ust. 12a stanowi doprecyzowanie procesu raportowania unikniętej emisji i wprowadza możliwość zaokrąglania tych wartości w przypadku gwarancji pochodzenia, które ulegają rozdzieleniu.

**Uznanie gwarancji pochodzenia wydanej w innym państwie członkowskim**

W art. 123 zmienia się ust. 2 oraz dodaje się lit. a oraz lit. b. Litera a brzmi analogicznie jak treść obecnego brzmienia ust. 2. Litera b z kolei stanowi nową regulację, która określa, iż Prezes URE odmówi wydania gwarancji pochodzenia podmiotowi, który nie posiada konta w rejestrze gwarancji pochodzenia. Jest to naturalne doprecyzowanie faktu, iż bez takiego konta posiadacz nie może wystawić swojej gwarancji pochodzenia w rejestrze, a co za tym idzie, nie może poświadczyć wartości środowiskowych odbiorcy końcowemu co jest podstawowym celem w systemie gwarancji pochodzenia.

W art. 123 dodaje się ust. 5 – 8. Dodawany ust. 5 ma na celu uszczelnienie systemu gwarancji pochodzenia poprzez 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 Polski 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 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.

Zgodnie z powyższym zakłada się, iż właściwy Polski organ wydający gwarancje pochodzenia, tj. Prezes URE może przystąpić do powyższego stowarzyszenia. Art. 123 ust. 7 porusza ważną kwestie dot. 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 5 500 EUR (<4 TWh) do 71 000 EUR (> 8 TWh) rocznie. 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 Polski 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 Polski do AiB będą zarówno podmioty zarejestrowane na Towarowej Giełdzie Energii, jak i również sama giełda.

Przystąpienie URE do AIB będzie wiązało się z koniecznością aktywnego uczestnictwa przedstawiciela URE w funkcjonowaniu Stowarzyszenia, w tym w obszarze przygotowywania szeregu raportów, udziału w głosowaniach w sprawach związanych z funkcjonowaniem AIB, udziału w spotkaniach przedstawicieli Członków AIB, a zatem konieczne będzie zapewnienie finansowania dodatkowych kosztów, w tym kosztów pracy eksperta o adekwatnych kwalifikacjach, dedykowanego do realizacji zadań w tym obszarze. Powyższe zostało uwzględnione w Ocenie Skutków Regulacji.

W ust. 8 określono, iż 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 ich porozumieniu. Celem tego przepisu jest umożliwienie stworzenia bezpiecznych fundamentów współpracy między tymi organami, bez nadmiernej regulacji na poziomie ustawowym.

**Rejestr gwarancji pochodzenia**

W art. 124 dokonano zmiany w ust. 1 i 2 doprecyzowując 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, iż 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. Podkreśla się, iż gwarancje te funkcjonują w ramach jednego rejestru gwarancji pochodzenia, dlatego też celem ustawodawcy nie jest dalsze rozdzielanie sytuacji rodzajów lub nośników energii, które ew. mogłoby doprowadzić do stworzenia więcej niż jednego rejestru gwarancji pochodzenia.

W art. 124 po ust. 9 dodaje się ust. 10-13. W ust. 10 podkreśla się, iż 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 TGE. Dalsze zmiany artykułu 124 w ust. 10, 11 oraz 13 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 zmienia się przede wszystkim ust. 5, który umożliwia dokonanie umorzenia gwarancji pochodzenia na potrzeby procesu konwersji energetycznej.

Po ust. 5 dodaje się ust. 6 – 8. Dodanie 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, iż mamy kilku odbiorców na rzecz których dokonywane jest umorzenie gwarancji pochodzenia. Oprócz odbiorcy końcowego, gwarancje pochodzenia możemy umorzyć na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego. Z kolei z pkt 5 wynika, na jaki cel dokonywane jest 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.

**Odmowa wydania/uznania gwarancji pochodzenia**

W art. 125 zmienia się ust. 1 pkt. 1. Zmiana związana jest z faktem, iż 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 resztkowy gwarancji pochodzenia**

Dodawany art. 125a projektu stanowi podstawę prawną do obliczania i publikowania rocznego miksu resztkowego, rozumianego, jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Obliczanie miksu resztkowego to podstawowy warunek stawiany przed członkami AiB i powinien on być obliczany zgodnie z normą CEN – EN 16325. Bilans sporządzany jest do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks resztkowy. 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.

Należy wyjaśnić, iż 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, iż 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 tak rozstrzygniętego obliczenia odjąć należy ilość energii elektrycznej eksportowaną netto zgodnie z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów z uwzględnieniem udziału OZE.

W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144 z późń. zm.) wprowadza się zmiany, które mają na celu ujednolicenie przepisów dotyczących gwarancji pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych wykorzystujących odnawialne źródła energii poprzez doprecyzowanie, że właściwą ustawą w tym zakresie jest ustawa OZE.

## Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii (art. 16 RED II)

**Cel utworzenia KPK ds. OZE**

Obecnie regulacje zawarte w ustawie OZE nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca odnawialnych źródeł energii. 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 Dyrektywy 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, poprzez 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 dyrektywy RED II. Przepis ten stanowi, iż 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 umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym ds. klimatu, co wynika z art. 13a ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej, zgodnie z przepisami której dział klimat obejmuje sprawy klimatu i zrównoważonego rozwoju, w szczególności dotyczące:

* 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,
* społeczno-ekonomicznych aspektów transformacji ekologicznej i klimatycznej,
* 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 ds. klimatu nad działem administracji rządowej „klimat”.

W art. 160a ust. 2 i 3 projektu określono zakres przedmiotowy działania krajowego punktu kontaktowego, którego zadaniem jest m.in. udostępnianie informacji dot. 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:

* środowiskowy (decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach),
* planistyczny (decyzja o warunkach zabudowy),
* prac budowlanych (decyzja o pozwoleniu na budowę, decyzja o pozwoleniu na użytkowanie),
* przyłączeniowy (warunki przyłączenia do sieci),
* a także koncesyjny (koncesja na wytwarzanie energii).

Jak wskazano wyżej, w art. 160a ust. 3 projektu, zaproponowano by krajowy punkt kontaktowy realizował swoje zadania w szczególności w oparciu o udzielanie i udostępnianie informacji w ww. zakresie. Zgodnie z brzmieniem ust. 3 pkt 1 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 zawarte na stronie internetowej będą opisane w sposób dokładny i przejrzysty oraz w sposób jednoznaczny wskazywać będą na organ właściwy w sprawie.

Projektodawca w art. 160a ust. 3 pkt 2 projektu 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 pomiędzy dwie podstawowe grupy podmiotów składających zapytania:

* I grupa – prosumenci energii odnawialnej. Grupa najliczniejsza, lecz z uwagi na uproszczone procedury i ich zakres wymagająca okrojonego zakresu informacji dotyczących procedur. W 2020 roku przyłączono do sieci ok. 300 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2014,8 MW. Od początku 2021 r. do października 2021 r. przyłączono do sieci ok. 305 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;
* II grupa – wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi URE 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. uruchomiono 528 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.

Podkreśla się, iż zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które w chwili obecnej udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane   
z omawianym obszarem. Zakłada się, że punktu 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 projektu wyodrębniono i scharakteryzowano informacje mające na celu kompleksowe przedstawienie informacji dotyczących procedur administracyjnych. Informacje te poprzez 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 projektu przewiduje się, iż punkt ten, jako punkt elektroniczny prowadzony będzie poprzez stronę internetową z domeną gov.pl. Takie usytuowanie krajowego punktu kontaktowego ma na celu ułatwienie dostępu do informacji osobom poszukującym informacji dot. OZE. W ust. 6 tego samego artykułu określa się, iż administratorem danych użytkowników krajowego punktu kontaktowego będzie minister właściwy ds. klimatu. Dzięki temu zapewnia się bezpieczeństwo danych kontaktowych – zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych.

W związku z faktem, iż umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym ds. klimatu to jego zasób informacyjny jest związany z urzędem obsługującym ministra właściwego ds. klimatu. Natomiast w przypadku gdy pytanie otrzymane przez KPK wykracza poza zasób informacji posiadanych przez urząd obsługujący ministra właściwego ds. 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 45 dni na rozpatrzenie takiego pytania lub 75 dni jeżeli potrzebne jest zasięgnięcie informacji od innego podmiotu.

Ust. 9 określa przesłanki odmowy udzielenia przez KPK odpowiedzi na otrzymane pytanie. Zgodnie z ust. 9, w  przypadku odmowy udzielenia odpowiedzi, krajowy punkt kontaktowy informuje pytającego o przyczynie nieudzielenia odpowiedzi. Warto w tym miejscu wskazać, że krajowy punkt nie udziela informacji, które dotyczą indywidulanych postępowań administracyjnych. W takich przypadkach wszelkie szczegółowe informacje udzielane są 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 zasób ogólnej wiedzy, która pomoże mu łatwiej przejść przez wszystkie procedury niezbędne do uruchomienia instalacji OZE.

W art. 160a w ust. 10, 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, gdyż zapytania do KPK nie stanowią takiego postępowania.

Artykuł 160b projektu należy traktować jako bezpośrednią transpozycję art. 16 ust. 3 Dyrektywy 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 co za tym idzie pozwoli odciążyć organy administracji publicznej poprzez mniejszą ilość trafiających do urzędów zapytań ogólnych w tym obszarze.

W art. 160c, 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, poprzez wprowadzenie art.160d projektu, jest przede wszystkim poinformowanie o rezultatach działania krajowego punktu kontaktowego poprzez 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.

## Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II)

**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 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 odnawialnych źródeł energii – PPA**

W projekcie, w art. 5 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne, wprowadza się przepisy stwarzające podstawy prawne do kontraktowania energii w oparciu o nowy typ umowy – sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, bezpośrednio od wytwórcy – zwana dalej „umową Power Purchase Agreement” lub „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.

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 zawierane są na stosunkowo długi okres. W Europie Zachodniej to okres ok. dziesięć do piętnastu 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 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.

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. Dyrektywa 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. 2c do art. 5**

Przepisy Dyrektywy 2018/2001 dają swobodę państwom członkowskim UE co do sposobu transpozycji przepisów dotyczących umowy zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii. Projektodawca zatem zdecydował, że ujęta w dyrektywie 2018/2001 umowa PPA zostanie wpisana w zbiór umów uregulowanych w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, ponieważ przepis ten normuje obszerne zagadnienie jakim są umowy w zakresie sprzedaży oraz dostarczania paliw i energii. W związku z tym, proponuje się dodanie do art. 5 ww. ustawy ust. 2c określającego istotę tej umowy oraz sposoby jej wykonania. Zgodnie z treścią projektowanego przepisu, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą.

Wykonanie umowy PPA od strony technicznej możliwe jest w dwojaki sposób, co zostało uregulowane w pkt. 1 i 2 projektowanego ust. 2c. W pierwszym przypadku, dostarczanie energii elektrycznej może odbywać się 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, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

**Zmiany art. 5 pkt. 1 i 2 ust. 2a**

W celu umożliwienia dostarczania energii elektrycznej na podstawie umowy PPA za pomocą krajowej sieci elektroenergetycznej konieczne jest również wskazanie w pkt. 1 ust. 2a art. 5, że kategoria sprzedawcy obejmuje też wytwórcę energii OZE w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który może sprzedawać energię wytworzoną z źródeł odnawialnych. Takie samo uzupełnienie wprowadza się pkt. 2 ust. 2a art. 5.

**Dodanie ust. 2d do art. 5**

Proponuje się także dodanie nowego ust. 2d do art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wskazującego minimalną treść umowy sprzedaży energii wytworzonej z odnawialnego źródła, wskazując na elementy podmiotowo i przedmiotowo istotne. Pozwoli to na identyfikację stron umowy jak również na określenie przedmiotu sprzedaży oraz ceny.

**Dodanie ust. 11a do art. 5**

Dodanie ust. 11a do art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne ma na celu wdrożenie art. 15 ust. 8 zdanie drugie Dyrektywy 2018/2001, nakładającego obowiązki sprawozdawcze na państwa członkowskie UE w ramach sporządzanych przez nie krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Projektowany przepis nakłada na wytwórcę energii OZE, który zawarł umowę PPA, obowiązek przekazania informacji o jej zawarciu do Prezesa URE. Zebrane dane o liczbie zawartych umów PPA powinny być brane pod uwagę w przypadku sporządzania przez państwo członkowskie UE sprawozdań z postępów w realizacji KPEiK. W przypadku umów już zawartych, przepis przejściowy (art. 29), zobowiązuje wytwórcę energii OZE do przekazania informacji o tych umowach do Prezesa URE w ciągu czterdziestu pięciu dni od wejścia w życie niniejszej ustawy.

## Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)

Zaproponowane przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią odnawialną (tzw. peer-to-peer) stanowią implementację art. 21 pkt 2 lit. a dyrektywy RED II, który stanowi, że państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, by prosumenci energii odnawialnej:

* działający samodzielnie lub
* za pośrednictwem koncentratorów

mieli prawo wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby, przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji odnawialnej energii elektrycznej, w tym m.in. poprzez ustalenia w zakresie handlu partnerskiego (peer-to-peer).

Zgodnie z art. 2 pkt 18 RED II, partnerski (peer-to-peer) handel energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku:

* na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku, albo
* pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.

Mając na względzie powyższe, projekt ustawy dopuszcza w przedmiotowym zakresie zarówno rozwiązania polegające na partnerskim handlu energią odnawialną (zwanym dalej: „P2P”) bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, np. za pomocą technologii blockchain, jak i rozwiązania bazujące na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do umożliwienia wymiany tejże energii.

Zaproponowana definicja partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii wskazuje jednocześnie, że tego typu sprzedaż energii z OZE jest możliwa w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

W tym miejscu warto podkreślić, że mimo iż unijny prawodawca wyraźnie kojarzy handel P2P tylko z prosumentami energii odnawialnej, nie oznacza to, że ten sposób handlu energią jest zarezerwowany jedynie dla tych podmiotów. Należy raczej sądzić, że celem jest w szczególności ochrona praw prosumentów energii odnawialnej. Niemniej, w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.

Przedmiotowa propozycja ustawowa gwarantuje również wypełnienie zobowiązania do podlegania tego typu transakcji z góry określonym warunkom regulującym ich automatyczne wykonanie i rozliczenie. Zgodnie z art. 3a ust. 3, do zawierania umów pomiędzy uczestnikami partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii można wykorzystać platformę partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, przez którą rozumie się internetową platformę handlową w rozumieniu załącznika 2 do ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Takie automatyczne wykonanie transakcji i płatności może nastąpić bezpośrednio między jej stronami albo za pośrednictwem uczestnika rynku będącego stroną trzecią.

Jednocześnie, pkt 5a dodawany za sprawą niniejszego projektu do równolegle procedowanego art. 5b4 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne, przewiduje możliwość prowadzenia działalności przy użyciu platformy partnerskiego handlu w przypadku agregatorów.

Handel P2P stanowi element nowego modelu działania systemu elektroenergetycznego, który opiera się na wymianie energii między dwoma lub większą liczbą tak zwanych „rówieśników”, a w konsekwencji stałym i krótkoterminowym przełączaniu się odbiorców między różnymi dostawcami.

Rozbieżność tej koncepcji od ustalonych dotychczas relacji zachodzących na rynku energii elektrycznej, sprawia, że nie odpowiada ona obecnemu stanowi prawa i regulacji z zakresu energetyki. Mając na uwadze powyższe, konieczne jest zatem umożliwienie projektowania niezbędnych sieci komunikacyjnych i kontrolnych, które mogłyby zagwarantować możliwość handlu P2P pomiędzy indywidualnymi podmiotami w lokalnych mikrosieciach lub między nimi, za pośrednictwem dedykowanych krajowych lub regionalnych platform internetowych oraz odpowiednich technologii, których rola zbliżona będzie do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej.

Wprowadzenie nowego paradygmatu na rynku energii zapewni prosumentom energii odnawialnej dodatkowe możliwości, stanowiąc zarazem kolejny element aktywizacji zazwyczaj biernych jak dotąd odbiorców energii, a także pozwoli na zainicjowanie współpracy między najważniejszymi uczestnikami rynku energii, takimi jak odbiorcy aktywni oraz agregatorzy.

Mechanizm przekazywania energii nieskonsumowanej przez podmiot posiadający instalację OZE do drugiego podmiotu w celu pokrycia jego zapotrzebowania na energię za pośrednictwem platform internetowych lub określonych technologii działających jako pośrednik, które zapewnią operatorom rynku cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do ułatwienia wymiany energii, może przewidywać jednocześnie udział dodatkowego podmiotu jakim jest tzw. koordynator.

Agregator (w RED II – koncentrator), na podstawie informacji zebranych od handlujących ze sobą podmiotów, może bezpośrednio decydować o wprowadzeniu lub pobraniu energii przez „rówieśników” lub o stanie pracy ich urządzeń. Ponadto, może rozdzielać przychody całej społeczności P2P zgodnie z pewnymi z góry określonymi zasadami, na przykład decydując o cenach do obliczania przychodów każdego z „rówieśników”. W innym schemacie działania koordynator może jedynie pośrednio wpływać na „rówieśników”, wysyłając jedynie sygnały cenowe, bez bezpośredniego instruowania ich co do wprowadzania lub poboru energii albo utrzymywania określonego stanu operacyjnego ich urządzeń. Jednocześnie, jak zostało już nadmienione, model partnerskiego handlu energią odnawialną może przewidywać także możliwość handlu bezpośredniego „rówieśników” ze sobą bez udziału agregatora.

W tym miejscu należy wyjaśnić, że po dokonaniu analizy obu dyrektyw, projektodawca przyjął, iż rolę koncentratora, o którym mowa w dyrektywie RED II, tj. operatora platformy P2P, może pełnić agregator, o którym mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, str. 125-199) Instytucję agregatora do polskiego porządku prawnego wprowadza natomiast procedowany jednocześnie projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74). Decyzja, aby krajowym porządku prawnym instytucje agregatora i koncentratora regulowały te same przepisy, pozwoli na uspójnienie systemu oraz uniknięcie mnożenia tożsamych regulacji w ramach tej samej gałęzi prawa, co prowadzi do trudności w stosowaniu obowiązujących przepisów. W tym miejscu warto również dodać, że rozróżnianie obu podmiotów ma miejsce na gruncie polskiego tłumaczenia obu dyrektyw – w wersji angielskiej oba akty stanowią o agregatorze (agregator). Z uwagi na ścisłe połączenie partnerskiego handlu energią z rolą agregatora oraz równoległe zaadresowanie obu zagadnień w dwóch odrębnych projektach, należy mieć na uwadze ich wzajemną zależność, która wymaga szczególnego podkreślenia w perspektywie konsultacji publicznych.

Odnosząc się do wskazanych powyżej modeli handlu P2P, należy jednocześnie zaznaczyć, że w ramach każdego z nich, w przypadku gdy ilość wyprodukowanej energii przewyższyłaby chwilowo sumaryczne zapotrzebowanie obu podmiotów, cała niewykorzystana energia mogłaby być kierowana do sieci dystrybucyjnej.

Celem projektowanych przepisów jest pozostawienie uczestnikom handlu P2P marginesu swobody odnośnie podjęcia decyzji co do zamiaru uczestniczenia w tej formie handlu energią, wyboru sposobu organizacji P2P, czy wreszcie wyboru dostawcy elektronicznej platformy umożliwiającej prowadzenie handlu. W opinii projektodawcy takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku” uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych.

Z uwagi na wciąż wstępny etap przygotowań rynku do rozwiązań opartych o lokalność i pełną cyfryzację opisanych procesów, na tym etapie proponuje się wprowadzenie tylko niezbędnych instytucji umożliwiających stworzenie, zarówno w ustawie OZE jak i ustawie – Prawo energetyczne, podstawy prawnej do dalszego rozwoju P2P.

# Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego

Zgodnie z danymi Agencji Rozwoju Energetyki na dzień 31 października 2021 roku stan mocy elektrycznej osiągalnej OZE w Polsce to 15 517,8 MW przy całkowitej mocy elektrycznej osiągalnej 36 382,2 MW. W zakresie OZE dominują dwie technologie: elektrownie wiatrowe na lądzie (6 778,6 MW) oraz elektrownie słoneczne (6 687,5 MW). Te ostatnie to przede wszystkim mikroinstalacje prosumenckie (ponad 744 tys. sztuk o łącznej mocy 5 087 MW). Pod względem produkcji energii elektrycznej z OZE również dominują elektrownie wiatrowe. W okresie od stycznia do października 2021 roku wyprodukowały one i wprowadziły do sieci elektroenergetycznej – 12 807 GWh. Elektrownie biomasowe dostarczyły w tym samym czasie 3 846 GWh, słoneczne – 3 658 GWh, wodne – 2 069 GWh, współspalające biomasę/biogaz – 1 449 GWh a biogazowe – 1 064 GWh.

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku (KPD) zakładał, że w 2020 roku Polska osiągnie poziom 15,85% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto, realizując zobowiązanie wynoszące 15% ujęte w Dyrektywie REDII. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego w 2020 roku udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął 16,13% i pozwolił na osiągnięcie wspomnianych zobowiązań. Duży wpływ na tą sytuację miała weryfikacja i poprawa metodologii wyliczania danych, ale również przyrost mocy osiągalnej zainstalowanej w OZE, głównie w fotowoltaice. Indeks dynamiki przyrostu mocy osiągalnej dla tej technologii wyniósł w październiku 2021 w stosunku r/r 194,7%, dla wiatru było to 111,6%, biogazu – 106,3%, hydroenergetyki – 100,4% i biomasy – 100,3%. Jednak aby zapewnić realizację dalszych celów – na 2030 rok – niezbędne jest budowanie solidnych fundamentów legislacyjnych i ram prawnych, także wykorzystując istniejącą już infrastrukturę.

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. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. O ile hurtowe ceny energii w okresie styczeń-wrzesień 2021 roku (330,14 zł) osiągają już ceny referencyjne dla elektrowni wiatrowych i słonecznych (250-340 zł), co pozwala na rentowne funkcjonowanie tych instalacji poza systemami wsparcia, tak w przypadku innych technologii jednostki wytwórcze mogą okazać się trwale nierentowne.

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.) zbliża się do tak określonego progu. Obecne przepisy ustawy OZE nie dopuszczają możliwości ponownego udziału tej samej instalacji w systemach wsparcia po zakończeniu 15-letniego okresu za wyjątkiem wystawienia jej do aukcji po spełnieniu określonych warunków, tj.:

* 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;
* 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.

Obecne regulacje nie przewidują przy tym wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE, nie powiązanego z modernizacją instalacji, co byłoby konieczne dla pokrycia kosztów operacyjnych po zakończeniu pierwotnego okresu wsparcia. 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 pomiędzy 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 systemów 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, których dzisiejsza łączna moc zainstalowana wynosi ok. 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* wymiany całej instalacji.

W projekcie proponuje się objęcie wsparciem również instalacje energetyki wodnej. PEP 2040, choć podkreśla rolę energetyki wodnej jako istotnej technologii dla osiągnięcia celów OZE, nie przewiduje przy tym znaczącego wzrostu łącznej mocy zainstalowanej w tej technologii. 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 2020 roku było 782 obiektów posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych). Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW.

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 lokalizowana jest często 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 wejścia instalacji do obu systemów wsparcia zakłada się, że właściciele małych elektrowni wodnych będą korzystać przede wszystkim z systemu wsparcia operacyjnego. Wynika to z faktu, iż 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 poprzez 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 roku) oraz wsparcia operacyjnego (w perspektywie do końca 2040 roku) wyniesie ok. 11,25 mld zł przy założeniu, 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 3 GW w lądowych elektrowniach wiatrowych.

# Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii

System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przy modernizacji, której koszty wyniosą co najmniej 25% kosztów 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 dla 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), oraz biomasowych (obejmujących dedykowane instalacjach spalania biomasy, układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów i dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego).

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW przewiduje się konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje. Dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych nie przewiduje się odrębnych aukcji. Zgodnie za 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 zastosowania współczynnika korygującego cenę referencyjną (powyżej 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji). 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*), 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*). Tu również zastosowanie będzie miało skrócenie okresu wsparcia lub przeliczenie stałej ceny przez dodatkowy współczynnik korygujący.

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej wsparciem, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2045 r.

**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, współczynników do przeliczenia ceny referencyjnej i obliczenia stałej ceny zakupu oraz konieczność posiadania dodatkowych dokumentów podlegających ew. 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 i dodano pkt 2 oraz pkt 3, uściślające rozumienie terminów rozpoczęcie i zakończenie modernizacji. Pierwszy 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 uzyskania pozwolenia użytkowania zmodernizowanej instalacji lub pozwolenia na eksploatację lub dzień odbioru urządzeń elektroenergetycznych instalacji przez operatora systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego. W związku z wyodrębnieniem rozpoczęcia i zakończenia modernizacji konieczne było doprecyzowanie przepisów art. 9 ust. 1 pkt 6 i 8, art. 25 pkt 5, art. 35 ust. 1 pkt 5 lit. b, art. 39 ust. 2 pkt 4, art. 39a ust. 2 pkt 3, art. 74 ust. 2 pkt 1. W art. 25 ust. 5 dodatkowo wprowadzono zmianę spójnika z „lub” na „i” wychodząc z założenia, że wytwórca energii z instalacji zmodernizowanej powinien posiadać zarówno dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z biogazu rolniczego albo biogazu rolniczego w danej instalacji OZE, jak i dokumentację potwierdzającą datę modernizacji tej instalacji.

Instalacje zmodernizowane po wejściu w życie przepisów w brzmieniu wprowadzonym projektem ustawy mogą uczestniczyć w systemach taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz aukcyjnym stąd wyłączono obowiązek zakupu energii elektrycznej ze zmodernizowanych instalacji OZE, co wiązało się z uchyleniem art. 41 ust. 1 pkt lit. b, ust. 3, 6 i 7 oraz art. 42 ust. 1 pkt 2 i powiązanych z nim przepisów w ust. 4, 7 i 9. W związku z zakończeniem możliwości wejścia instalacji do systemu świadectw pochodzenia uchylono art. 41 ust. 3, art. 44 ust. 6 oraz art. 48 ust. 4.

**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 (uchylony art. 41 ust. 7 pkt 2) albo 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji (zmieniony art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b).

Nowelizacja w miejsce tych warunków wprowadza ogólną zasadę związaną z nakładami poniesionymi na modernizację instalacji odniesionymi do kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Od tak wyliczonej wartości procentowej uzależniony jest okres wsparcia albo wartość współczynnika korygującego dla ceny referencyjnej ustalonej rozporządzeniem ministra właściwego ds. klimatu. W pierwszym przypadku zakłada się, że 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 koszty wyniosły co najmniej 51% nakładów na nową referencyjną instalację OZE zastosowano współczynnik korygujący dla ceny referencyjnej od 0,68 do 1. Stosowne przepisy w tym zakresie wprowadzone zostały w art. 70f ust. 4 (ograniczenie okresu wsparcia) i art. 77 ust. 5a (wartość współczynników korygujących). Należy przy tym zaznaczyć, że współczynnik jest również stosowany przy wsparciu w systemie taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej, stąd najniższy poziom wsparcia może wynieść 0,612 ceny referencyjnej (90% dla systemu taryf gwarantowanych przy zastosowaniu współczynnika 0,68 dla ograniczonej modernizacji).

Szczegółowe zasady prezentuje poniższa tabela:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych kosztów modernizacji**  **(w odniesieniu do nakładów na nową referencyjną instalację OZE)** | | |
| **Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych** | **Okres wsparcia** | **Wysokość wsparcia** |
| 25-33% | 5 lat | Pełna cena referencyjna lub stała cena zakupu (z zastrzeżeniem art. 70e ust. 1) |
| 34-40% | 6 lat |
| 41-50% | 7 lat |
| 51-60% | 15 lat | Korekta współczynnikiem 0,68 |
| 61-70% | Korekta współczynnikiem 0,76 |
| 71-80% | Korekta współczynnikiem 0,84 |
| 81-90% | Korekta współczynnikiem 0,92 |
| 91-100% | Korekta współczynnikiem 1,00 |

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. Następnie Prezes URE, w terminie 45 dni wydaje takiemu wytwórcy zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej (ust. 8).

**Rozpoczęcie i zakończenie modernizacji**

Po zakończeniu modernizacji wytwórca powinien spełnić wymagania zawarte w art. 70b ust. 11a. Poza oświadczeniem o spełnieniu warunków dotyczących braku uczestnictwa w innych systemach wsparcia, przeprowadzeniu modernizacji instalacji OZE w technologii wskazanej w zawężonym katalogu, modernizacji, która polegała na odtworzeniu stanu pierwotnego tej instalacji lub zmianie jej parametrów użytkowych lub technicznych powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wytwórca powinien też przedstawić opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Taki wymóg ma pozwolić Prezesowi URE na sprawną obsługę procesu w zakresie kontroli kosztów wykonanych prac, co będzie bezpośrednio przekładać się na sprawność i przejrzystość procesu przydzielania wsparcia i zastosowania współczynników korygujących dla cen referencyjnych albo też skróconego okresu wsparcia. Tożsamy przepis dla instalacji biorących udział w aukcjach wprowadzono w art. 83 ust. 1 pkt 5, a w art. 84 ust. 1 dodano odwołanie do obu przywołanych przepisów, co pozwala Prezesowi URE na kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji.

W art. 70b ust. 16 określono, że wytwórca może złożyć deklarację o sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 i 2 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 wytwórcy pozwolić 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, by 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, kiedy instalacja będzie spełniała warunek niekorzystania z innych systemów wsparcia.

Wprowadzenie art. 70e ust. 2a jest związane z zastosowaniem współczynników korygujących dla cen referencyjnych i zróżnicowanych okresów wsparcia. Nowy przepis precyzuje sposób wyliczenia stałej ceny zakupu dla instalacji zmodernizowanych w zależności od wysokości poniesionych kosztów modernizacji.

Zmiany w art. 70f są wynikają z ustalenia, że wsparcie dla instalacji zmodernizowanych trwa maksymalnie 15 lat (ust. 4 pkt 2), ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2045 roku, z zastrzeżeniem skróconego wsparcia dla instalacji zmodernizowanych w zakresie 25-50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE (ust. 4 pkt 1).

**Okres na rozpoczęcie modernizacji – 24 miesiące przed wygaśnięciem systemu wsparcia**

W związku z zagwarantowaniem wytwórcy możliwości na złożenie deklaracji nawet na 24 miesiące przed zakończeniem korzystania z innego systemu wsparcia konieczne były również zmiany w art. 74. W ust. 2 pkt 1 wykreślono stwierdzenie „w dniu złożenia oferty”, co wynika z konieczności ustalenia terminu biegu wskazanego okresu 24 miesięcy. W przypadku pozostawienia uprzedniego brzmienia przepisu niemożliwe byłoby wyznaczenie punktu początkowego tego okresu w przyszłości ze względu na jego ruchomy charakter zależny od decyzji wytwórcy. Ustalenie okresu 24 miesięcy skutkowało również zmianą redakcyjną w ust. 7.

W ust. 2 pkt 2 utrzymano zasadę, że modernizacja instalacji, zarówno w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, jak i w stosunku wyższym niż 50%, nie może oznaczać obniżenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub spadku ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Zmiany w art. 74 ust. 2 pkt 2 wynikają z rezygnacji z wymogu przeprowadzenia modernizacji w zakresie nie mniejszym niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji i wprowadzenia nowych przepisów dla modernizacji w przedziale 25-50% oraz ponad 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Jednocześnie utrzymano wymóg, by instalacje miały nie gorsze parametry w zakresie mocy zainstalowanej lub ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii niż przed modernizacją. 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.

W art. 74 ust. 3 sprecyzowano skutki modernizacji instalacji OZE rozpoczętej w dniu, w którym do dnia określonego w ust. 2 pkt 1 pozostało więcej niż 24 miesiące. Taka modernizacja nie powoduje zakończenia uczestnictwa instalacji w dotychczasowym systemie wsparcia i przejścia do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Z tak przeprowadzoną modernizacją nie wiąże się również wydłużenie okresu wsparcia w dotychczasowym systemie o okresy przewidziane dla systemu dla instalacji zmodernizowanych.

Zaproponowane art. 74 ust. 3a oraz 3b precyzują cenę zakupu dla wytwórcy po zwiększeniu mocy instalacji po modernizacji. Zastrzeżono przy tym, że w wyniku modernizacji przeprowadzonej po złożeniu oferty nie może zmienić się pierwotna kwalifikacja instalacji związana ze stałą ceną zakupu bądź przyporządkowaniem do danego koszyka aukcyjnego.

W ust. 6 ograniczono łączną moc zainstalowaną elektryczną instalacji wykorzystujących hydroenergię, które mogą podlegać modernizacji i zostać dopuszczone do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych z 20 MW do 5 MW.

**Przystąpienie do aukcji dla instalacji modernizowanych**

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) 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 3) a wytwarzanie energii po zakończeniu modernizacji rozpocznie się po spełnieniu warunku nie korzystania z innego systemu wsparcia (pkt 4). Zgodnie z brzmieniem art. 79 ust 3 pkt 8 lit. a nadanym projektem, wytwórca energii ze zmodernizowanej instalacji OZE musi po raz pierwszy sprzedaż energię po zakończeniu modernizacji w terminie 42 miesięcy od zakończenia sesji aukcji, w której złożył zwycięską ofertę.

W zdaniu wprowadzającym do art. 74 ust. 9 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.

W art. 79 ust. 3 wprowadzono pkt 5b stanowiący, że w przypadku instalacji planowanej do modernizacji wytwórca będący uczestnikiem aukcji załącza do oferty załącza informację o udziale wartości planowanych do poniesienia kosztów w odniesieniu do kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Jednocześnie, na wytwórcy spoczywa obowiązek rozliczenia ewentualnego salda dodatniego. Podobnie jak w przypadku aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji nowych oraz na wsparcie operacyjne dodatnie saldo rozliczane jest w okresie trzech lat kalendarzowych w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu (art. 93 ust. 12).

# Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia

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 nakładów 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 (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biomasowych (obejmujących dedykowane instalacjach spalania biomasy, układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów i dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego) oraz biogazowych, 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 *Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020* (Dz. Urz. UE C 200 z 2014 r., s. 1). Oferty w aukcjach składane będą 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 obowiązywać ma system dopłat do ceny rynkowej (oparty o funkcjonujący dzisiaj mechanizm *feed-in premium* – FiP) przy sprzedaży niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii wybranemu podmiotowi.

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2040 r. Wysokość wsparcia dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW – referencyjna cena operacyjna jest ustalana po corocznej analizie kosztów operacyjnych. 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 1 stycznia do 31 grudnia. By 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. Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE, zarówno o mocy nie większej niż 1 MW, jak i większej niż 1 MW podlega obowiązkowi wyrównania salda dodatniego.

**Stała cena zakupu we wsparciu operacyjnym**

Dodawane przepisy artykułów 70g-70j 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 ust. 2, określa technologie jednostek, które mogą ubiegać się o wsparcie, precyzuje, że jest ono przewidziane dla jednostek nie otrzymujących 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 przy zagwarantowaniu minimalnego udziału biomasy.

W art. 70h uregulowano, jakie formalne kroki musi przejść wytwórca, by móc sprzedawać energię po stałej cenie zakupu wyliczonej w stosunku do referencyjnej ceny operacyjnej. Art. 70h ust. 2-3 regulują zakres deklaracji, jaką wytwórca jest zobowiązany złożyć do Prezesa URE oraz wymieniają oświadczenia, które wytwórca jest zobowiązany załączyć do deklaracji. 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.

**Wejście instalacji do systemu wsparcia operacyjnego**

Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia 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 zobowiązany do wyboru własnego sprzedawcy. Dodatkowo, w ust. 1 pkt 6, w oświadczeniu dotyczącym wykorzystania drewna innego niż drewno energetyczne oraz zboża pełnowartościowego usunięto część dotyczącą instalacji spalania wielopaliwowego, co wynika z faktu, że takie instalacje są wykluczone z tego systemu wsparcia.

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 ciągu 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 ciągu 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 zaświadczenie 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, co reguluje ust. 9.

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.

Art. 70i 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 art. 70j. Wytwórcom w systemie wsparcia operacyjnego, którzy nie uczestniczą w aukcjach, przysługuje 90% ceny referencyjnej ustalonej na dany rok kalendarzowy.

**Udział w aukcjach na wsparcie operacyjne**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW może przystąpić do aukcji w ramach systemu wsparcia operacyjnego (art. 83b). 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 oraz jej współspalania w instalacjach termicznego przekształcania odpadów i dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego. Aukcje ogłaszane są przez Prezesa URE raz w roku. Należy przy tym zaznaczyć, że konieczne do przeprowadzenia aukcji jest wydanie rozporządzenia Rady Ministrów, w którym określona zostanie maksymalna ilość i wartość energii do sprzedaży w ramach aukcji w kolejnym roku kalendarzowym. Takie rozporządzenie winno zostać wydane do 31 października każdego roku (art. 83c ust. 2).

Udział w aukcji mogą wziąć wytwórcy, którzy złożyli deklarację, o której mowa w art. 70h ust. 1 i uzyskali potwierdzenie jej przyjęcia przez Prezesa URE. Wytwórca, który wszedł do aukcyjnego systemu wsparcia na podstawie potwierdzenie 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.

Art. 83d ust. 5 stanowi, iż aukcje w ramach systemu wsparcia operacyjnego przeprowadza się odrębnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie:

1. biogaz rolniczy (art. 83g ust. 4 pkt 12-13),
2. biogaz składowiskowy, biogaz z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny (niż rolniczy, składowiskowy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków), dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego (art. 83g ust. 4 pkt 14-23),
3. hydroenergię o mocy do 5 MW (art. 83g ust. 4 pkt 25).

**Prawo do pokrycia salda ujemnego i obowiązek pokrycia salda dodatniego**

Wytwórcy, który wygrał aukcję, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda przez rok, licząc od pierwszego dnia kolejnego roku kalendarzowego rozpoczynającego się po zamknięciu sesji aukcji (art. 83e ust. 1-2). Oznacza to, że np. w przypadku aukcji, której sesja zamknie się 10 grudnia 2024 roku, wsparcie dla wytwórców, którzy złożyli zwycięskie oferty będzie przysługiwać w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2025 roku. 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).

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 zobowiązany 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 ciągu 15 dni od zakończenia danego miesiąca oraz uwzględnienia w tym sprawozdaniu ilości zakwestionowanej energii elektrycznej (zgodnie z art. 88 ust. 1). Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego w oparciu o pokrycie salda ujemnego lub zwrot salda dodatniego wymagało też stosownych zmian w art. 93 ust. 9 regulującym kwestię pokrycia salda ujemnego 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).

**Analiza i rozporządzenie w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej**

Art. 83g ust. 1-3 reguluje kwestię rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej na kolejny rok kalendarzowy, które powinno zostać wydane do dnia 31 października danego roku. W ust. 2 opisano, czym kieruje się minister właściwy do spraw klimatu wydając rozporządzenie, a w ust. 3 wyszczególniono katalog kosztów branych pod uwagę przy wydawaniu rozporządzeniu. Uwzględniono w nim szeroki katalog kosztów operacyjnych, w tym doraźnych remontów nie przekraczających 25% kosztów wybudowania nowej referencyjnej jednostki, co kwalifikowałoby taką jednostkę do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Katalog kosztów uwzględnia koszty typowe dla technologii wspieranych w przedmiotowym systemie wsparcia, m.in. specyficzne koszty nadzoru biologiczno-technicznego przy wytwarzaniu biogazu, koszty zagospodarowania pofermentu czy popiołu oraz koszty monitoringu środowiskowego.

Minister właściwy do spraw klimatu wydaje powyższe rozporządzenie po przeprowadzeniu analizy dotyczącej kosztów operacyjnych funkcjonowania instalacji OZE we wspieranych w tym systemie technologiach (art. 83g ust. 5). Rozporządzenie jest wydawane, jeśli z analizy wynika, iż doszło do zmiany kosztów. W przeciwnym wypadku minister może odstąpić od wydania rozporządzenia i wtedy, aż do końca roku kalendarzowe, w którym zostanie wydane nowe rozporządzenie, obowiązuje ostatnia ogłoszona referencyjna cena operacyjna z ostatniego rozporządzenia. Referencyjna cena operacyjna nie podlega waloryzacji. Wynika to z faktu, że wsparcie w systemie operacyjnym przyznawane przez aukcje nie jest wieloletnie, lecz obejmuje jedynie jeden rok kalendarzowy. Dodatkowo, przy corocznej analizie poziomu kosztów oraz możliwości zmiany ceny przez wydanie rozporządzenia, wpływ inflacji na wysokość kosztów może zostać zaadresowany w kolejnej referencyjnej ceny operacyjnej.

**Zobowiązania wytwórcy oraz kompetencje kontrolne Prezesa URE**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE składając ofertę w aukcji zobowiązuje się do wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej przez rok kalendarzowy rozpoczynając wytwarzanie i sprzedaż objęte systemem wsparcia operacyjnego od pierwszego dnia kolejnego roku, następującego po roku zamknięcia sesji aukcji, w której złożono zwycięską ofertę (art. 83h ust. 3 pkt 5). W przypadku niespełnienia tego zobowiązania instalacja OZE zostanie wykluczona z możliwości złożenia oferty przez trzy lata, licząc od dnia, kiedy powyższe zobowiązanie stało się wymagalne (art. 83j). Oznacza to, że w przypadku złożenia oferty pod koniec 2024 roku i braku rozpoczęcia wytwarzania i sprzedaży z dniem 1 stycznia 2025 roku, instalacja będzie mogła zostać objęta kolejną ofertą dopiero po 1 stycznia 2028 roku.

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 art. 84 ust. 1, art. 87 i w art. 88 ust. 1 dodano odwołanie do oświadczenia wskazanego w art. 83h ust. 3 pkt 6.

Z racji objęcia systemem wsparcia operacyjnego instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji konieczne było uwzględnienie stosownych odwołań w art. 93a. 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.

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. 3 przez odwołanie we wzorze do referencyjnej ceny operacyjnej.

# 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, w innym przypadku, 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, należy spodziewać się 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.

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.

# Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające)

Art. 2. projektu wprowadza zmiany do ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, dalej: „ustawa o obszarach morskich”.

Wprowadzane zmiany mają na celu bardziej efektywne planowanie rozwoju infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, dalej również: „MFW”. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów istnieje możliwość złożenia wniosku obejmującego wyprowadzenie mocy (kable) z morskiej farmy wiatrowej nawet jeśli dany wnioskodawca nie posiada pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich (PSZW) dla morskiej farmy wiatrowej. W konsekwencji może to blokować możliwość uzyskania pozwolenia na ułożenie kabla dla posiadacza PSZW dla morskiej farmy wiatrowej.

Poprzez dodanie w ustawie o obszarach morskich ust. 5b w art. 23 proponuje się więc aby pozwolenie, o którym mowa w art. 23 ust 1, dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wydawane było wyłącznie w przypadku uzyskania przez wnioskodawcę wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów. W związku z dodaniem ust. 5b w art. 23 odpowiedniej redakcji, uwzględniającej wprowadzoną zmianę, wymagają także ust. 4 i ust. 8 w art. 26 oraz ust. 1a w art. 27.

Dodatkowo, mając na uwadze powyższe, wprowadza się stosowną zmianę w art. 27a ust. 2 ustawy o obszarach morskich dodającą pkt 9, którą precyzuje się konieczność dołączenia, do wniosku o pozwolenie na układanie kabli oraz do wniosku o uzgodnienie lokalizacji oraz sposobu utrzymania kabli dla morskich farm wiatrowych, wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umów lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której będzie wyprowadzana moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy, objętego wnioskiem.

Zmiana art. 26 ust. 2 ustawy o obszarach morskich ma na celu wykreślenie odniesienia do koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju, ponieważ na podstawie ustawy z dnia 15 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw uchylono art. 47 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, który stanowił podstawę do wydania przez Radę Ministrów uchwały dotyczącej koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju.

Art. 6 wprowadza zmiany w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, dalej: ustawa offshore. Celem zmian jest wprowadzenia niezbędnych modyfikacji redakcyjno-technicznych w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. Stanowi to również odpowiedź na uwagi zgłoszone przez Biuro Legislacyjne Senatu na etapie prac nad ustawą offshore w Senacie.

Modyfikacja art. 10 ust. 3 ustawy offshore ma na celu poprawienie błędnych odesłań.

Zmiana w art. 11 ma na celu uspójnienie terminologiczne pomiędzy art. 11, który w obowiązującym brzmieniu odnosi się do „umowy przenoszącej własność”, a art. 58-62, które mówią o „umowie sprzedaży” zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Poprawka doprecyzowuje również, że art. 11 stosuje się także do przypadku, w którym treść umowy sprzedaży zespołu urządzeń została określona zgodnie z art. 58 ust. 8.

Modyfikacja art. 16 ust. 2 pkt 3 lit. b ma na celu doprecyzowanie przepisu w zakresie informacji o terminie wypłaty ujemnego salda, zawartej w decyzji Prezesa URE. Wskazano, że wypłata ujemnego salda nastąpi po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym oraz po dniu wydania przez Prezesa URE decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1. Wcześniejsza redakcja przepisu, sugerowała, iż decyzja Prezesa URE staje się ostateczna po upływie terminu do wniesienia odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, co w kontekście przepisów Kodeksu postepowania administracyjnego oraz art. 74 i art. 79 ustawy offshore budziło wątpliwości. Należy bowiem zauważyć, że w toku instancji administracyjnej nie przysługuje żaden środek odwoławczy od decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie ustawy offshore. Wobec tego od momentu wydania decyzje te mają charakter ostateczny. Analogiczna zmiana dotyczy art. 71.

Zmiana art. 16 ust. 3 pkt 2 ma na celu wprowadzenie poprawki o charakterze techniczno-legislacyjnym. Zmiany art. 16 ust. 4 pkt 4 i art. 27 ust. 2 pkt 3 dotyczą odesłania do definicji przedsiębiorstwa w trudnej sytuacji w rozumieniu wytycznych dotyczących pomocy na ratowanie i restrukturyzację. Zmiana ta ma charakter legislacyjny. W miejsce odesłania do komunikatu Komisji, proponuje się odesłanie do przedsiębiorstwa 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.

Zmiana w art. 18 ust. 2 jest konsekwencją zmiany wprowadzonej niniejszą ustawą w art. 38 ust. 5 ustawy offshore. Konieczne jest bowiem zapewnienie, aby Prezes URE wydając tzw. drugą decyzję (o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy offshore) uwzględniał fakt waloryzacji ceny wskazanej w tzw. pierwszej decyzji (o której mowa w art. 16 ustawy offshore).

Uchylenie w art. 27 ust. 3 ma na celu usunięcie powtórzenia normy zawartej w art. 74 ust. 2 ustawy offshore.

Zmiana art. 30 ust. 9 pkt 6 ma na celu dodanie brakującego spójnika pomiędzy „warunkami zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej” a „szczegółowymi warunkami technicznymi”. Ponadto sprecyzowano, że dotyczy to przypadku wyrażenia zgody, o której mowa w art. 64 ust. 1. Obecne brzmienie ustawy mówi o przypadku „wydania postanowienia, o którym mowa w art. 64 ust. 1”, jednak przepis ten nie mówi o postanowieniu, a właśnie o zgodzie Prezesa URE, która jest wyrażana w formie postanowienia, zgodnie z art. 64 ust. 4. Zmiana art. 30 ust. 10 ustawy offshore ma na celu doprecyzowanie intencji ustawodawcy. Projekt regulaminu, opracowany przez Prezesa URE, zostaje przekazany do ministra właściwego do spraw klimatu w celu przedstawienia przez niego opinii do dokumentu. Niezatwierdzony dokument nie może zatem stanowić regulaminu, a jedynie jego projekt.

Modyfikacja art. 38 ust. 5 ma na celu doprecyzowanie przepisów ustawy offshore i zapewnienie, aby przewidywana przez ustawodawcę waloryzacja poziomu wsparcia obejmowała wszystkie kolejne lata kalendarzowe począwszy od dnia wydania przez Prezesa URE decyzji o przyznaniu wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy offshore.

Zgodnie z obecnym brzmieniem tego przepisu, waloryzacja następuje dopiero począwszy od wydania tzw. drugiej decyzji Prezesa URE, tj. decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy offshore. W tym kontekście należy mieć na uwadze, iż wytwórcy uczestniczący w tzw. pierwszej fazie wsparcia (rozdział 3 ustawy offshore), uzyskali wsparcie w pierwszej połowie 2021 r. Jednocześnie wsparcie to zostało oparte o cenę maksymalną ustaloną na mocy rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w *sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda.* Tymczasem tzw. druga decyzja Prezesa URE będzie mogła zostać wydana dopiero po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej. Biorąc pod uwagę przeciętny czas postępowania przed Komisją Europejską (co najmniej 8-12 miesięcy) należy zakładać, iż druga decyzja Prezesa URE zostanie wydana najwcześniej w roku 2022 r. Powoduje to jednak, iż biorąc pod uwagę obecne brzmienie art. 38 ust. 5 ustawy offshore, waloryzacja poziomu wsparcia ustalonego ww. rozporządzeniem w roku 2021, rozpocznie się najwcześniej dopiero od roku 2023, z pominięciem roku 2022. Należy podkreślić, że od początku prac nad ustawą offshore założeniem projektodawców było objęcie waloryzacją ceny, będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda, począwszy od momentu, w którym została przyznana pomoc publiczna.

Uzupełnienie art. 43 ust. 1 pkt 3 ma na celu ujednolicenie sprawozdań składanych do Prezesa URE. Należy zauważyć, że w ust. 1 pkt 1 i 2 sprawozdanie obejmuje również zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

W art. 51 ust. 3 poprawiono błędne odesłanie do ust. 3.

Zmiana art. 64 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy offshore ma na celu doprecyzowanie danych, które musi zawrzeć zarówno nabywca jak i zbywca morskiej farmy wiatrowej we wniosku o wyrażenie zgody przez Prezesa URE na przejście prawa określonego w art. 40 ust. 1 pkt 3 oraz obowiązków z tym prawem związanych na jej nabywcę, przedkładając dokumentację określoną odpowiednio w art. 15 ust. 3 pkt 4 lub art. 26 ust. 5 pkt 4. Zmiana uwzględnia fakt, że wytwórcą może być zarówno osoba fizyczna jak i przedsiębiorca. Modyfikacja art. 64 ust. 3 pkt 1 ustawy offshore ma na celu zmianę treści oświadczenie dołączanego przez nabywcę do wniosku, o którym mowa w ust. 1 poprzez usunięcie adresu publikacyjnego cytowanej w oświadczeniu ustawy. Wskazywanie adresu publikacyjnego w treści oświadczenia mogłoby przełożyć się w przyszłości na zaistnienie sytuacji, w której powoływano by się na nieaktualną wersję aktu prawnego.

Modyfikacja art. 71 ma na celu sprecyzowanie przepisu w zakresie terminu przekazania informacji o decyzji, o której mowa w art. 70.

Uchylenie art. 80 ustawy offshore wynika z faktu, że treść przepisu powtarza treść art. 3a ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, tym samym narusza normę zawartą w § 22 ust. 1 Zasad techniki prawodawczej, zgodnie z którą odesłanie do innej ustawy zamiesza się tylko wtedy gdy uregulowania w niej zawarte uzupełniają lub odmiennie regulują sprawy normowane ustawą.

Dodanie nowego art. 84a wynika z faktu, że pierwsze pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp zostały wydane w 2012 r. Zgodnie z art. 6 ust. 1 ustawy offshore czas, na który przyznawane będzie wsparcie wynosi 25 lat od dnia pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej, na podstawie uzyskanej koncesji. Prognozuje się, że pierwsze projekty MFW realizowane na podstawie ustawy offshore rozpoczną eksploatację nie wcześniej niż w 2025 r. W związku z tym wsparcie dla tych inwestycji obowiązywać będzie co najmniej do 2050 r. Dla kolejnych projektów termin ten będzie jeszcze bardziej odległy, część z nich będzie miała także zdolność do pracy po zakończeniu 25-letniego okresu wsparcia – czas życia MFW wynosi bowiem około 30 lat.

Obecne brzmienie art. 23 ust. 6 ustawy o obszarach morskich zakłada, że pozwolenie na wznoszenia sztucznych wysp wydaje się na okres nie dłuższy niż 35 lat. W związku z tym w stosunku do pierwszych wydanych PSZW dla MFW okres ten kończy się w roku 2047, co sprawia, że projekty, które uzyskają wsparcie nie będą posiadały PSZW w stosunku do całego okresu wsparcia.

Możliwość przedłużenia PSZW o 20 lat przewidziana została w art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich. Przepis ten zakłada jednak, że przedłużenie obowiązywania tego pozwolenia jest możliwe, jeśli sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu. Oznacza to, że w momencie podejmowania decyzji inwestycyjnej, wytwórca nie będzie miał gwarancji, że PSZW zostanie przedłużone (będzie to mogło nastąpić dopiero po zrealizowaniu inwestycji i wykorzystaniu MFW przynajmniej przez jakiś czas).

W związku z tym, aby zminimalizować ryzyko inwestycyjne w tym zakresie, proponuje się wprowadzenie rozwiązania, zgodnie z którym w przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda, termin wynikający z PSZW ulega skorelowaniu z okresem wsparcia. Proponowana w art. 84a zmiana uwzględnia także kwestie pozwoleń i uzgodnień na lokalizację kabli podmorskich, jako niezbędnych dla możliwości faktycznego korzystania z PSZW.

Jednocześnie, w związku z wydłużeniem okresu obowiązywania ww. pozwoleń lub uzgodnień, w ust. 4 w art. 84a proponuje się wniesienie opłaty o stałej wartości 1500 zł, zaś w ust. 5 w art. 84a proponuje się uiszczenie dodatkowej opłaty skorelowanej z okresem na jaki zostanie wydłużone pozwolenie lub uzgodnienie. Do obliczenia opłaty dodatkowej odpowiednie zastosowanie będą miały przepisy art. 27b ust. 1ustawy o obszarach morskich. Dodatkowo, w art. 84a ust. 6 wprowadza się termin uiszczenia ww. opłaty dodatkowej, zaś ust. 7 w art. 84a ustala termin wydania decyzji przez właściwy organ, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich. Przepisy ust. 8 w art. 84a precyzują konieczność odpowiedniego stosowania przepisów art. 27b ust. 1e-2 ustawy o obszarach morskich do opłat, o których mowa w ust. 4 i 5 art. 84a.

Wprowadzana w art. 88 zmiana wynika z faktu, że treść zdania drugiego stanowi powtórzenie art. 111 pkt 12 ustawy o finansach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 305, 1535 i 1773), co stanowi naruszenie normy zawartej w § 4 ust. 1 Zasad techniki prawodawczej, zgodnie z którą ustawa nie może powtarzać przepisów zamieszczonych w innych ustawach.

Przepis art. 28 projektu ustawy stanowi przepis przejściowy dotyczący stosowania zmian określonych w art. 2 projektu ustawy również do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. W przypadku ww. postępowań, zgodnie z art. 28 ust. 2 projektu ustawy, wnioskodawca będzie zobowiązany do odpowiedniego uzupełnienia wniosku o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosku o wydanie uzgodnienia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, pod rygorem umorzenia przedmiotowego postępowania, zgodnie z art. 28 ust. 3 projektu ustawy.

Art. 31 pkt 3 projektu ustawy stanowi przepis przejściowy dotyczący stosowania dotychczasowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 43 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 6 do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 43 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 6, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Projektodawca zaznacza jednakże, że przepisy te zachowają swoją moc nie dłużej niż 36 miesięcy i mogą być zmieniane na podstawie przepisów upoważniających w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

# Inne przepisy

**Zmiany wprowadzone w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii**

**Poszerzenie obszaru działania spółdzielni energetycznych**

W związku z wykazanym celem i potrzebą ustawy, dokonano również poszerzenia obszaru działalności spółdzielni energetycznych poprzez 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 m3 lub biometanu w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 24 mln m3.

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.

**Modyfikacja zasad wnoszenia opłaty zastępczej - art. 47**

Z uwagi na zaobserwowany wzrost cen świadectw pochodzenia, mający miejsce na przełomie III i IV kw. 2021 r., proponuje się modyfikację zasad uiszczania opłaty zastępczej, która „uwalnia” faktyczną możliwość jej wnoszenia.

W świetle obowiązujących przepisów, zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy OZE wskazana grupa podmiotów zobowiązanych do umarzania świadectw pochodzenia w rzeczywistości nie może korzystać z opłaty zastępczej. Przepis dotyczy bowiem sytuacji, w której którakolwiek z cen średnioważonych (miesięczna lub roczna) jest niższa od wartości opłaty zastępczej. Przy konstrukcji art. 56 ust. 1 ustawy OZE, którego przepis mówi, że opłata zastępcza wynosi 125% rocznej ceny średnioważonej, ale nie więcej niż 300,03 zł/MWh, będzie ona zawsze większa od rocznej ceny średnioważonej. Uiszczenie opłaty zastępczej jest zatem hipotetycznie możliwe jedynie w przypadku przekroczenia przez cenę średnioważoną pułapu 300,03 zł/MWh.

W efekcie, obecnie wskazane podmioty są więc zobligowane do umarzania świadectw pochodzenia, lecz nie mogą korzystać z opcji opłaty zastępczej, co w przypadku niedostatecznej podaży zielonych certyfikatów wpływa na wzrost ich wyceny – zgodne z rynkowymi prawami podaży i popytu.

Proponowane brzmienie art. 47 ust. 2 ustawy OZE powoduje natomiast, że jednostkowa opłata zastępcza będzie porównywana wyłącznie do ceny miesięcznej, usuwając odniesienie do ceny rocznej, co w kontekście ww. art. 56 ust. 1 umożliwi podmiotom zobowiązanym jej wnoszenie.

Jednocześnie proponuje się całkowite usunięcie z art. 47 ustawy OZE ust. 7, gdyż do chwili obecnej nigdy nie był on skutecznie wykorzystany przez podmioty zobowiązane do umarzania świadectw pochodzenia.

**Przywrócenie przepisów dot. 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, które związane jest 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.

**Wydłużenie terminów dla fotowoltaiki – art. 74 ust. 1 oraz art. 79 ust. 3**

Proponowana zmiana, polegająca na zrównaniu sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużeniu do 33 miesięcy przedmiotowych okresów, jest odpowiedzią na istotne bariery w procesie realizacji inwestycji, które napotykają inwestorzy OZE, spowodowane przez niezależne od nich, zewnętrzne okoliczności.

Mając na uwadze powyższe, należy zwrócić uwagę, że operatorzy sieci proponują w zawieranych umowach przyłączeniowych bardzo odległe terminy realizacji przyłącza, przekraczające wynikający z wygranej aukcji termin pierwszej sprzedaży energii elektrycznej do sieci.

Ponadto, dynamizacja inwestycji w energetyce słonecznej obserwowana w Europie i na świecie, w połączeniu z kryzysem energetycznym w Chinach, który przekłada się na ograniczenia w produkcji komponentów na rzecz technologii PV, spowodowały opóźnienia w realizacji zamówień przez dostawców i w konsekwencji opóźnienia w realizacji procesów inwestycyjnych.

Proponowana zmiana wydłuży z 24 do 33 miesięcy, od dnia zamknięcia sesji aukcji, termin realizacji zobowiązania uczestnika wygranej aukcji do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego. Pozwoli to uczestnikom aukcji, którzy otrzymali wsparcie, wywiązać się z zobowiązań ustawowych i uchroni przed konsekwencjami wynikającymi z niezawinionego przez wytwórców niedotrzymania terminów ustawowych.

**Dostosowania zasad realizacji obowiązku aukcyjnego - art. 83 ust. 3b**

Projektodawca zdecydował się jednocześnie na podjęcie działań w zakresie zmiany konstrukcji systemu aukcyjnego. Pozwoli to uniknąć długotrwałego zablokowania możliwości poprawienia warunków alokacji pomocy publicznej dla danych technologii OZE, umożliwiając wypracowanie rozwiązań, które odpowiadają potrzebom branży oraz są zgodne z prawem wspólnotowym.

Kierunkiem zmian jest rozszerzenie ustawowego katalogu obiektywnych przesłanek (równocześnie specyficznych dla technologii biogazowej), których wystąpienie zwalniałoby z obowiązku nałożenia na inwestora kary za niedostarczenie 85% wolumenu energii wykazanego w zwycięskiej ofercie aukcyjnej. Szczegółowe zmiany zostały zaadresowane w propozycji zmiany art. 83 ust. 3b ustawy OZE.

Szczegóły powyższych rozwiązań dostosowawczych

W art. 83 ust. 3b pkt 8 ustawy OZE określono, że czynnikiem uwzględnianym na korzyść wytwórcy podczas weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, o którym mowa w art. 73 ust. 3a pkt 5, jest remont lub naprawa urządzeń wchodzących w skład instalacji, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których wytwórca nie był w stanie przewidzieć mimo zachowania należytej staranności. Sytuacje takie mogą wystąpić np. w wyniku błędów budowlanych wykonawcy lub nadmiernych drgań terenu (pęknięcie elementów zbiornika fermentacyjnego np. w związku z nasilonym ruchem drogowym lub prowadzonymi pracami budowlanymi w ich okolicach).

Ponadto, remont lub naprawa może być związana z wadliwym działaniem gotowych podzespołów instalacji spowodowanym usterką jednego z jej elementów (np. zaworów). Mogą to być także np. uszkodzenia lub zniszczenia elementów eksploatacyjnych instalacji (np. łopat mieszadeł w fermentatorach biogazowni) związanych z prawidłowym, ale agresywnym przebiegiem procesu biologicznego, który naturalnie powoduje pojawianie się korozji w komorach fermentacji. Intensywność korodowania nie jest natomiast możliwa do przewidzenia i mimo właściwego okresowego serwisowania, wpłynąć może na żywotność tych elementów.

W pkt 9 określono, że przedmiotowym czynnikiem jest z kolei nagła i nieplanowana zmiana ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, których wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć. Z uwagi na charakterystyczny przebieg procesu fermentacji składowanych odpadów jest on z założenia nie w pełni kontrolowalny (rozkład substancji nie zachodzi bowiem w komorze fermentacyjnej, lecz bezpośrednio pod masą składowanych odpadów). Biogaz składowiskowy powstaje bowiem samoistnie w złożu zdeponowanych odpadów, w związku z czym instalacja OZE wykorzystująca biogaz składowiskowy nie zapewnia kontroli i sterowania nad powstającym gazem oraz nad morfologią deponowanych na składowisku odpadów, co może wpłynąć na znaczny okresowy przyrost lub spadek produkcji biogazu. Podobnie sytuacja ma się w przypadku biogazowni działających na oczyszczalniach ścieków, gdzie nie jest możliwe oszacowanie ile osadów ściekowych wytrąci się w procesie oczyszczania, a tym samym ile będzie mogło ulec zgazowaniu w procesie fermentacji.

W pkt 10 z kolei unormowano, że czynnikami uwzględnianymi na korzyść wytwórcy podczas weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, o którym mowa w art. 73 ust. 3a pkt 5, jest ograniczenie wytworzenia energii albo jej niewytworzenie w następstwie zaburzenia procesu biologicznego spowodowanego np. nieprawdziwymi informacjami przekazanymi przez dostawcę surowca w zakresie jego właściwości lub, alternatywnego w stosunku do wytworzenia energii, wykorzystania biogazu do wytworzenia biometanu. Mowa tu np. o przypadkach, gdy substrat odzwierzęcy, np. gnojowica, posiada resztki antybiotyków, którymi leczone były zwierzęta. W takiej sytuacji proces biologiczny wytwarzania biogazu może być mniej efektywny bądź całkowicie się zatrzymać w wyniku unicestwienia bakterii prowadzących fermentację metanową. Podobną przyczyną może być awaria systemu doprowadzenia ciepła do komory fermentacyjnej, co może przyczynić się do zmniejszenia ilości bakterii fermentacyjnych i zakłócić proces biologiczny wytwarzania biogazu.

W pkt 11 z kolei doprecyzowano, że ograniczenie wytworzenia energii albo jej niewytworzenie może być również wynikiem przeprowadzenia działań w zakresie oczyszczenia biogazu wytworzonego w biogazowni w celu osiągnięcia parametrów jakościowych umożliwiających wprowadzenie biometanu do sieci gazowych. Zapewnienie takiej alternatywy po stronie operatora instalacji wytwarzającej biogaz wpływa na zwiększenie stabilności funkcjonowania biogazowni oraz umożliwia efektywniejsze reagowanie na zmieniające się warunki rynkowe w zakresie zapotrzebowania na różne źródła energii.

**Doprecyzowanie przepisów określających terminy składania wniosków o dopuszczenie do aukcji**

Kolejna zmiana zaproponowana w projekcie ustawy z inicjatywy Prezesa URE dotyczy treści art. 76 ustawy obejmującego tematykę wydawania zaświadczeń przez Prezesa URE o dopuszczeniu do aukcji. Proponowana regulacja podyktowana jest 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 wydanego 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.

**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. Do przepisów w art. 87 i 88 ustawy dodano 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 treścią art. 84 ustawy. Dodatkowo, z uwagi na projektowane przepisy dotyczące wsparcia operacyjnego, art. 84, 87 i 88 ustawy uzupełniono o oświadczenia z art. 83h ust. 3 pkt 6.

**Zmiana brzmienia art. 135**

Nowe brzmienie przepisu art. 135 ustawy ma charakter porządkowy i służy logicznemu powiązaniu definicji energii zawartej w tym przepisie z definicją umieszczoną art. 2 pkt. 22, w którym dokonano objaśnienia pojęcia energii ze źródeł odnawialnych nie tylko dla całej ustawy, lecz również dla całego systemu prawnego obowiązującego w Polsce.

**Zmiana i utrzymanie w mocy art. 184h**

Z uwagi na zmianę art. 62 dotyczącego delegacji ministra do spraw klimatu do wydania rozporządzenie do potwierdzania danych istnieje konieczność dostosowania brzmienia przepisów dot. długoletniej perspektywy ogłaszania rozporządzenia dot. maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji – art. 184h ustawy, w tym odpowiednich przepisów utrzymujących w mocy wydane rozporządzenie.

**Zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne**

**Dokumenty strategiczne: PEP2040 i KPEiK**

Ponadto projekt niniejszej ustawy wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 2 w art. 15a oraz dodanie art. 15ab. Dodanie ust. 2 w art. 15a służy skróceniu procedury związanej z publikacją polityki energetycznej państwa, tak aby następowała w sposób przyjęty dla innych dokumentów strategicznych i programowych, tj. poprzez bezpośrednie przekazanie po przyjęciu przez Radę Ministrów do publikacji przez Rządowe Centrum Legislacji, z pominięciem dodatkowego wniosku ministra właściwego do spraw energii tj. dotychczas obowiązującej formy obwieszczenia ministra..

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, 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* państwa członkowskie Unii Europejskiej są zobowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Przepisy wprowadzane do ustawy – *Prawo energetyczne* w ramach art. 15ab mają 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.

### Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w dniu 1 stycznia 2023 r., 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 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 2020 r. poz. 708, z późn. zm.).

### Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy w ocenie projektodawców nie jest sprzeczny z przepisami Unii Europejskiej.