20.12.2022 r.

**Uzasadnienie**

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.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. Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego
   1. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii
   2. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
5. Hybrydowe instalacje OZE
6. Inne przepisy

Z uwagi na szeroki zakres regulacji unijnej, 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.

1. **Biometan**

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

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o *odnawialnych źródłach energii* (Dz.U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), dalej jako „ustawa” lub „ustawa OZE”, określa m.in. zasady działania podmiotów oraz mechanizmy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii jak również biogazu rolniczego i biopłynów. Dotychczasowe doświadczenia zebrane w trakcie obowiązywania ustawy, ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone Państwom Członkowskim Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie oraz konieczność implementacji przepisów 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: PEP2040), 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 nieco ponad tysiąc 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 jest Francja, gdzie pracuje 337 instalacji do wytwarzania biometanu oraz Niemcy z 242 biometanowniami. Biometan wytwarzany jest w 18 krajach, przy czym w znaczących ilościach także w Wielkiej Brytanii (98) oraz Szwecji (71).

*Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.*

Biometan, stanowiący oczyszczony biogaz, może być produkowany z wykorzystaniem różnorodnych substratów. Do najczęściej wykorzystywanych należą: rośliny energetyczne, pozostałości roślinne i rolnicze (w tym obornik), odpady i osady ściekowe, pozostałości przemysłu rolno-spożywczego i frakcja bioodpadów komunalnych. Produkcja biometanu pozwala zatem zmierzyć się nie tylko z wyzwaniem zagospodarowania odpadów czy pozostałości z poszczególnych gałęzi gospodarek, lecz także aktywnie wpływa na uniknięcie emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze składowisk odpadów. Odpady te dla biogazowni stają się surowcem do produkcji biogazu. Poniższy wykres przedstawia analizę unijnego rynku substratów wykorzystywanych do produkcji biometanu.

*Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.*

Istotną zaletą wykorzystywania biometanu jest różnorodność, jaką daje to paliwo gazowe w kontekście jego zastosowania końcowego. Biometan może być przesyłany zarówno sieciami dystrybucyjnymi gazowymi, jak również transportowany w postaci skroplonej za pomocą specjalnie do tego celu przystosowanych pojazdów - butlowozów. Jest to szczególnie istotne w przypadku terenów, które są niezgazyfikowane. W Polsce, 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, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, którego parametry jakościowe określone będą w odrębnych przepisach właściwych dla końcowego wykorzystania tego paliwa gazowego lub przyjętego sposobu transportu – projekt ustawy w tym zakresie wskazuje zarówno możliwość wprowadzenia do sieci gazowych jak również (coraz powszechniej stosowany) transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz bezpośrednie wykorzystanie do tankowania pojazdów silnikowych, bez konieczności transportu biometanu z miejsca jego wytworzenia. Ponadto, aby biometan mógł być wprowadzany do sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych gazu ziemnego będzie musiał spełniać wymagania jakościowe określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r.– Prawo energetyczne (dalej: ustawa – Prawo energetyczne).

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

Ponadto, mając na uwadze wprowadzenie definicji biogazu dokonano wyłączenia pojęcia „biogaz rolniczy” z zakresu definicji „biogaz” w celu jednoznacznego wskazania jego odrębnego charakteru, które ma również znaczenie w kontekście rozwiązań dla biometanu zaproponowanych w projekcie ustawy.

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

**Utworzenie rejestru wytwórców biogazu**

W rozdziale 2 ustawy rozbudowano przepisy określające zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji oraz małej instalacji, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub z biopłynów, o działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu lub działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu.

Wytwarzanie biogazu lub wytwarzanie biometanu z biogazu będzie działalnością regulowaną i będzie wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, 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. 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 (1) w zakres regulacji obejmującej obowiązek wpisu do rejestru wytwórców biogazu wchodzi jedynie działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biogazu w celu jego wykorzystania na potrzeby wytwarzania biometanu w osobnej instalacji lub wytwarzania biometanu z biogazu oraz, że (2) działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

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 umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu,
* 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 zakresie art. 13 ustawy, regulującego kwestie przypadków odmowy dokonania wpisu w odpowiednim rejestrze dokonano:

* doprecyzowania treści dotychczasowych pkt 1 i 2 w zakresie uwzględnienia wniosków składanych przez wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu,
* rozszerzono katalog przypadków, wprowadzając pkt 3, zgodnie z którym Prezes URE może dokonać odmowy udzielenia wpisu jeżeli podmiot wnioskujący o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie spełnia warunków określonych w wyliczonych przepisach. Projekt ustawy wprowadza stosowne przepisy przejściowe przewidujące zachowanie w mocy dotychczasowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy oraz precyzujące kwestie terminów składania po raz pierwszy sprawozdań półrocznych wytwórców biogazu wytwarzanego na potrzeby biometanu lub biometanu, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 5 ustawy.

W celu ograniczenia procedur administracyjnych uchylono w art. 10 ust. 5 ustawy przepis stanowiący delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, wzoru wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Jednocześnie wprowadzono w art. 10 ustawy nowy ustęp 6 na podstawie którego wzory wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu opracowuje i udostępnia Prezes URE na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki. Ponadto, rozszerzono obowiązek przygotowania zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE o informacje dotyczące działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzania biometanu.

Projekt ustawy nie wymaga wprowadzenia przepisów przejściowych dla spraw wszczętych i niezakończonych przed terminem wejścia w życie przepisów ustawy. **Rozszerzenie zakresu rejestru przedmiotowego wytwórców biogazu rolniczego**

W rozdziale 3 ustawy określającym zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego rozszerzono dotychczasowe przepisy dostosowując je 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 energii elektrycznej, biometanu, sprzedanej lub wykorzystanej w inny sposób,
* ilości energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu odbiorcy, wykorzystanego na potrzeby produkcji biogazu rolniczego lub wykorzystanej w inny sposób,
* 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).

Ponadto, dotychczasowe przepisy art. 25 pkt 2 ustawy uzupełniono o obowiązek posiadania przez wytwórcę dokumentów potwierdzających, że wytwórca prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego dysponuje odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi wykonywanie tej działalności gospodarczej.

W celu usprawnienia procesu rejestracji działalności gospodarczej do projektu ustawy wprowadzono przepis, zgodnie z którym wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego będzie mógł zostać złożony za pomocą systemu teleinformatycznego udostępnionego przez Dyrektora Generalnego KOWR. Ponadto, w art. 25 ustawy wprowadzono nowy pkt 6 zgodnie z którym również sprawozdania kwartalne będą mogły być składane za pomocą systemu teleinformatycznego w przypadku jego udostępnienia przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Jednocześnie wprowadzono przepisy nakładające kary pieniężne dla podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu.

**Odejście od systemu wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego**

Projekt ustawy przewidujeodejście od systemu wsparciadlabiogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a – 50 ustawy, a inne przepisy dot. m.in. tego rodzaju wsparcia zostały stosownie zmienione.

Należy zwrócić uwagę, że przepisy regulujące mechanizm w zakresie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego do tej pory nie zafunkcjonowały w związku z brakiem notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o *funkcjonowaniu Unii Europejskiej*, a także nie zostały zgłoszone na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014.

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.

Ponadto, należy wyjaśnić, iż ww. wprowadzona w art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne zmiana definicji paliw gazowych nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ww. ustawy, w szczególności nie będzie skutkować jego pośrednim uchyleniem. Zgodnie z ugruntowanym poglądem skutek taki zachodzi w przypadku, gdy zmieniane są przepisy, do których odsyła przepis upoważniający, a zmiana ta prowadzi do tego, że obowiązujące rozporządzenie jest niezgodne z ustawą lub przepisem upoważniającym. W opinii projektodawcy sytuacja taka nie ma miejsca, ponieważ w wyniku zmiany definicji paliwa gazowego w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego nie trzeba będzie dokonywać żadnych zmian. Co więcej, po wejściu w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 1899), rozporządzenie z art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne zawiera już parametry jakościowe oraz zasady wykonywania badań parametrów jakościowych dla biometanu. Oznacza to, że wprowadzana zmiana nie wpływa na zakres przedmiotowy definicji oraz, w konsekwencji przepisu upoważniającego i ma charakter precyzujący i rozwiewający wątpliwości rynku. W związku z powyższym, obowiązujące rozporządzenie będzie w pełni zgodne ze znowelizowanymi przepisami ustawy, w momencie, w którym wejdą one w życie.

**Wskazanie alternatywnej możliwości wykonania przyłącza do sieci gazowej**

W celu usprawnienia procesu przyłączania instalacji wytwarzania biometanu do sieci gazowych wprowadzono dodatkowy przepis w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie   
z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, jest zobowiązane do wskazania lokalizacji alternatywnej i najbliższej lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę przyłącza instalacji służącej do wytwarzania biometanu w przypadku udzielenia odmowy wydania warunków przyłączenia w miejscu wskazanym przez wnioskodawcę podyktowaną przyczynami technicznymi lub ekonomicznymi.

Z uwagi na ograniczone możliwości odbioru biometanu do sieci dystrybucyjnych z powodu niewystarczającej chłonności sieci, sytuacje w zakresie udzielania negatywnej decyzji w sprawie przyłączenia występują stosunkowo często. Wprowadzony przepis umożliwi inwestorowi pozyskanie wiedzy co do lokalizacji potencjalnie umożliwiającej uzyskanie zgody na przyłącze oraz dokonanie analizy opłacalności i zasadności realokacji przyłącza lub całej planowanej inwestycji.

1. **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 PEP2040. Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii, może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście 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.

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 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.

Katalog uczestników takiego porozumienia jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Dzięki powyższemu rozwiązaniu, stroną porozumienia klastra energii będą mogły zostać spółki osobowe, czego nie przewiduje obecny stan prawny. Istniejące ograniczenie stanowiło barierę rozwoju i wymaga korekty regulacyjnej.

W projektowanej definicji klastra energii wprowadzono wymóg, aby stroną porozumienia była przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego, lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Powyższe rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że klaster energii przyniesie również korzyści lokalne,   
a także będzie sprzyjać współpracy między klastrem a samorządem lokalnym.

Podmiotami, które ze względu na udział jednostek samorządu terytorialnego w strukturze są naturalnie predestynowane do wspierania inicjowania i rozwoju klastrów energii są związki lub stowarzyszenia jednostek samorządu terytorialnego. Zaangażowanie tych podmiotów, pomimo braku możliwości formalnego członkostwa w klastrze, jest szczególnie istotne w kontekście możliwości wykorzystania dotychczasowego dorobku tych struktur w zakresie rozwoju energetyki lokalnej i zaangażowania na rzecz rozwoju klastrów energii.

Ponadto, zakres przedmiotowy działalności klastra uzupełniono o magazynowanie energii. Dodano także cele działalności klastra jakimi są zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Cele gospodarcze, społeczne lub środowiskowe są celami, jakie przewiduje dla obywatelskich społeczności energetycznych dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE. 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. W efekcie współpracy klastra energii z OSD nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze działalności kooperatywy. Rozwojowi tej aktywności będzie sprzyjał dedykowany klastrom energii system wsparcia.

W ramach zmian legislacyjnych zrezygnowano także z dotychczasowej formuły „cywilnoprawnego porozumienia”, aby zastąpić je bardziej spójnym pojęciem „porozumienia”, które oddaje istotę współpracy między podmiotami prywatnymi i publicznymi. Usunięto także przykładowy katalog podmiotów, które mogą być stronami tego porozumienia, ponieważ ma ono charakter otwarty.

**Obszar działania klastra energii**

Z dotychczasowej definicji klastra energii wyłączono do przepisów materialnych warunek terytorialności. Proponuje się, aby działalność w ramach klastra energii mogła być prowadzona na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Jest to uzasadnione z uwagi na ryzyko ewentualnego podejmowania prób tworzenia klastrów energii na terenach gmin znacznie oddalonych od siebie, co byłoby sprzeczne z zasadą lokalnego działania klastra energii. Ponadto, klaster energii powinien obejmować zwarty terytorialnie obszar, działając w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową.

Powyższe było również uzasadnieniem dla dodania przepisu, który określa, że klaster energii działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Podobne rozwiązanie 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 zobowiązania do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia. Powyższa zmiana wynika z konieczności dostosowanie przepisów do wejścia   
w życie CSIRE oraz umożliwienia koordynatorowi pozyskiwania danych do sprawozdań rocznych do Prezesa URE. W celu zapewnienia zgodności projektowanych przepisów z CSIRE ustalony został termin wejścia w życie regulacji klastrowych na 1 stycznia 2024 r. (przepisy ogólne) oraz 2 lipca 2024 r. (przepisy dot. systemu wsparcia i jego rozliczanie). Odpowiada to dwóm etapom działalności klastrów: fazie organizacyjnej oraz faktycznej działalności.

**Rejestr klastrów energii**

Projekt wprowadza rejestr klastrów energii, który będzie prowadzony przez Prezesa URE. Rejestr jest jawny i prowadzony w postaci elektronicznej. Określono zasady funkcjonowania rejestru klastrów energii, w tym rodzaju umieszczanych w nim informacji, zasady składania wniosku o wpis do rejestru, zawartości tego wniosku, wymaganych danych i załączników.

Wniosek o wpis do rejestru składa koordynator klastra energii. Prezes URE dokonuje wpisu w ciągu 14 dni od złożenia wniosku. Wpis do rejestru jest dobrowolny, jednak uzyskanie wpisu umożliwia – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści   
z zaprojektowanego dla klastrów energii systemu wsparcia.

Koordynator klastra energii, który jest wpisany do rejestru, 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 wytwórczych i magazynów energii należących do członków klastra energii. Koordynator klastra energii będzie przekazywać Prezesowi URE sprawozdanie w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie.

Ponadto, uregulowano postępowanie w przypadku wniosku o zmianę wpisu, a także określono przesłanki, które mogą być podstawą do nałożenia kary administracyjnej w przypadku, gdy koordynator klastra energii nie przekaże sprawozdania w terminie lub przekaże sprawozdanie niepełne. Kara będzie nakładana w sytuacji, gdy po wezwaniu Prezesa URE do złożenia sprawozdania albo uzupełnienia sprawozdania, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, koordynator klastra energii nie przedłoży wymaganych dokumentów. Przy czym, w przypadku wezwania do uzupełnienia, Prezes URE wskaże braki podlegające uzupełnieniu. Przy projektowaniu tego przepisu kierowano się założeniem, że kara powinna mieć charakter prewencyjny, dlatego też uzależniono jej wysokość od łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych OZE działających w ramach klastra energii, która zgodnie z wymogami systemu wsparcia  nie przekracza 100 MW energii elektrycznej. Wysokość kary została zaproponowana zgodnie z już istniejącą zasadą, dotyczącą kary za niezłożenie sprawozdania w przypadku małych instalacji odnawialnych źródeł energii (1000 zł dla instalacji do 1 MW mocy zainstalowanej). Zatem, za każdy MW łącznej mocy zainstalowanych instalacji wytwórczych Prezes URE będzie mógł nałożyć karę w wysokości 1000 zł. Zgodnie z takim podejściem, na klaster a dysponujący mocą np. 10 MW, w przypadku ww. niedopełnienia obowiązku, będzie mogła być nałożona kara w wysokości 10 000 zł.

Koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE będzie pokrywać operator rozliczeń energii odnawialnej ze środków opłaty OZE na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

**Współpraca klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej**

Projekt wprowadza propozycje przepisów zawierających zasady współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji, ze wszystkim stronami porozumienia klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1. rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,
2. świadczenia usługi dystrybucji, w przypadku ustania bycia stroną porozumienia klastra energii.

Analogicznie sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca wybrany, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy kompleksowe, ze wszystkimi członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

a) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,

b) świadczenia usługi dystrybucji, w przypadku ustania bycia członkiem klastra energii.

Operator systemu dystrybucyjnego instaluje także każdej ze stron porozumienia klastra energii, która nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych zgodnie z zasadą, że ich ilość nie może być mniejsza niż 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora. Reguła ta ma dwa uzasadnienia. Po pierwsze, ma zapewnić minimalną ilość zainstalowanych liczników zdalnego odczytu rocznie. Oszacowano, że zabezpieczone zostanie opomiarowanie 75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD oraz m.in. 10 000 liczników zdalnego odczytu rocznie na obszarze działania 5 głównych OSD w Polsce. Jako regulację zabezpieczającą, na wypadek potrzeby opomiarowania większej ilości PPE, wprowadzono zasadę, że do czasu instalacji licznika zdalnego odczytu operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego instaluje układ pomiarowo-rozliczeniowy, o którym mowa w art. 3 pkt 63 ustawy – Prawo energetyczne, który umożliwi przeprowadzanie rozliczeń przewidzianych dla klastrów w projekcie. Drugie uzasadnienie to umożliwienie OSD przygotowania analizy, organizacji przetargów i alokacji instalacji liczników zdalnego odczytu wraz z systemem łączności na danym obszarze, co dodatkowo wymaga dłuższego okresu vacatio legis regulacji klastrowych w związku z toczącym się równolegle procesem instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem przewidzianym w ustawie – Prawo energetyczne.

Koordynator klastra energii będzie otrzymywał dane pomiarowe od Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Regulacja dotycząca przekazywania danych koordynatorowi klastra wejdzie w życie 2 lipca 2024 roku.

**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 i świadectwami efektywności energetycznej.

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, łączna moc magazynów energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 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 łącznej mocy magazynów energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Przewidziane zostały również dodatkowe korzyści w odniesieniu do kosztów usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej, uzależnione od spełnienia warunków w zakresie osiągnięcia odpowiedniego poziomu zużycia własnego dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Wysokość współczynnika wysokości kosztów powiązana została z poziomem zużycia własnego i wynosi on maksymalnie 75% wartości kosztów. Koszty naliczania wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego, w zakresie w jakim nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora systemu dystrybucyjnego w następstwie spełnienia przez członka klastra energii ustawowych wymogów.

System wsparcia dla klastrów energii wejdzie w życie pod warunkiem wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym.

**Rozliczenia wsparcia**

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

Wraz z wnioskiem do sprzedawcy zobowiązanego lub innego sprzedawcy koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi stronami porozumienia klastra energii (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy ze stronami porozumienia klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku. Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w rozliczeniach ze stronami porozumienia klastra energii, którzy korzystają ze zwolnień z opłat w okresie do dnia 31 grudnia 2029 r., uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji zasady naliczania składników opłat, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

**Zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 143, z późn. zm.)**

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 Zgodnie z art. 21 ust. 6 dyrektywy Polska jest zobowiązana do wprowadzenia ram sprzyjających promowaniu i ułatwianiu rozwoju prosumpcji energii odnawialnej, w oparciu o ocenę istniejących, nieuzasadnionych barier dla prosumentów na jej terytorium i w jej sieciach energetycznych oraz jej potencjału. Elementem takich ram powinno być również zwolnienie z podatku akcyzowego energii rozliczanej przez wszystkie grupy prosumentów, co przewiduje art. 4 ust. 10 pkt 1 ustawy OZE. Ustawa ta przewiduje także zwolnienie z akcyzy w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach oze należących do spółdzielni energetycznych oraz projektowanym zwolnieniu odnawialnej energii elektrycznej wytworzonej i przekazanej do sieci przez członków klastra klastrów energii a następnie pobranej w celu zużycia dla danej godziny okresu rozliczeniowego.

W związku z brzmieniem art. 4 ustawy o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 r., zgodnie z którym **ulgi i zwolnienia podatkowe udzielone na podstawie odrębnych przepisów nie mają zastosowania do akcyzy, w celu** zapewnienia obowiązywania zwolnień akcyzowych w ustawie o oze, proponuje się wprowadzenie poniższych zmian w ustawie akcyzowej   
i w art. 30 po ust. 2 dodanie ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną w przypadku, o którym mowa w art. 4 ust. 10 pkt 1, art. 38c ust. 13 pkt 3 oraz art. 184j ust. 1 pkt 4 ustawy, o której mowa w ust. 1.”

Zastosowana technika legislacyjna zakłada, że zwolnienie z podatku akcyzowego jest umieszczane bezpośrednio w ustawie o podatku akcyzowym, a odesłanie do ustawy OZE jest uszczegóławiane, co spowoduje naprawienie luki prawnej w obowiązujących przepisach.

1. **Transpozycja dyrektywy RED II** 
   1. **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.

Oczekiwanym rezultatem, zarówno nałożonego w art. 116 ust. 1 zmienianej ustawy obowiązku zakupu ciepła lub chłodu wytworzonego w przyłączonych do sieci ciepłowniczej instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i ciepła odpadowego, jak i nałożonego w art. 116 ust. 2 obowiązku wyrażenia zgody na przyłączenie tych instalacji do sieci ciepłowniczej jest zwiększony udział ciepła lub chłodu z wyszczególnionych instalacji.

Uważa się, że poprzez staranne działania państwa polskiego zwiększy się udział ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii w sieciach ciepłowniczych.

Przykładowym działaniem obiektywnie ukierunkowanym na zwiększenie udziału ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii jest zmiana rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 718 z późń. zm.) dokonana rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2021 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 37) w zakresie profitów, które mogą uzyskać przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonujące w efektywnym systemie ciepłowniczym z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii:

* §26 ust. 2 pkt 4 – „Uzasadniona wysokość zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło powinna być odpowiednia do rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej i ponoszonego w związku z tym ryzyka, a przy jej określaniu należy w szczególności uwzględnić oszczędności wynikające z wielkości emisji dwutlenku węgla, której udało się uniknąć lub którą udało się zredukować w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy w wyniku przeprowadzonych inwestycji w nowe lub znacząco zmodernizowane jednostki wytwórcze, sieci ciepłownicze lub infrastrukturę po stronie odbiorców końcowych, powiększając stopę zwrotu z kapitału o 1 punkt procentowy za każde 25% redukcji w przeliczeniu na jednostkę ciepła dostarczonego do odbiorców;”;
* §11 w ust. 5 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf od 1 stycznia 2028 r. dla ciepła na bazie kosztów przedsiębiorstw energetycznych określonych w ust. 7, tj. funkcjonujących w systemie ciepłowniczym, który spełnia łącznie warunki:

1. jest efektywny energetycznie w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy;
2. wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej określony dla tego systemu ciepłowniczego zgodnie z metodyką wyznaczania wskaźników nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej jest niższy od 0,65;

* §13 ust. 11 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf w sposób uproszczony dla przedsiębiorstw energetycznych określonych w §11 ust. 7 (cytowanym powyżej).

Należy też uwzględnić kierunkowe działania obiektywnie mogące osiągnąć wskazane w art. 23 dyrektywy wielkości przez projektowane przepisy wprowadzane niniejszym projektem:

* art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne uwzględnia w zwrocie z kapitału: „pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”;
* art. 47 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne: „Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, tj.:

1. charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8;
2. ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 60 % ciepło z odnawialnych źródeł energii)

– nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

**Propozycje zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii**

Przepis art. 1 projektu wprowadza zmiany w ustawie, dotyczące m. in. obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE, jak również gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a także poniżej opisanych mechanizmów dających bodźce do tworzenia infrastruktury wytwarzania ciepła z OZE.

**Obowiązek przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE**

Zmiana w zakresie art. 116 ust. 1 ustawy OZE ma na celu implementację wymogu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b dyrektywy, w zakresie nałożenia na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązku zakupu ciepła wytwarzanego z instalacji odnawialnego źródła energii, w tym instalacji termicznego przekształcania odpadów. 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. Proponuje się także objąć obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego, niezależnie od realizacji przez Polskę celu wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II na poziomie 1,1% jako państwo członkowskie, w którym nie wykorzystuje się ciepła odpadowego. Taki obowiązek daje możliwość zagospodarowania ciepła odpadowego.

Dodane przepisy art. 116 w ust. 1a – 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 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.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Zgodnie z § 5 ust. 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci, wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych określa w § 6 zasady przyłączania do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła, w tym źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii.

Projekt przewiduje w delegacji do wydania rozporządzeni zawartej w art. 116 ust. 5 ustawy OZE określenie sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej - biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Proponowany art. 116 ust. 2b ustawy OZE stanowi implementację art. 24 ust. 6 dyrektywy w zakresie możliwości zwolnienia z obowiązku przyłączania i zakupu ciepła pochodzącego z odnawialnych źródeł energii przez przedsiębiorstwa działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym lub stanie się takim systemem zgodnie z  uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w części dotyczącej uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

**Gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii**

Projektowane przepisy art. 120 – 125a ustawy OZE implementują do krajowego porządku prawnego art. 19 dyrektywy, 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 jednak prawa majątkowe.

**Pozostałe przepisy zmieniające ustawę OZE**

Zmiany w art. 131 ustawy OZE zakładają poszerzenie informacji zawartych w elektronicznej bazie danych wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, tworzonej i udostępnianej w Biuletynie Informacji Publicznej przez Prezesa URE, o 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. 3 projektu wprowadza zmiany w ustawie - Prawo energetyczne, w zakresie m. in. obowiązku przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej, prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej, obowiązku publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym, jak również obowiązku przedstawiania przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, sprawozdań Prezesowi URE. Wprowadzane przepisy mają również zachęcać do inwestycji w infrastrukturę ciepłowniczą, w szczególności w źródła ciepła stanowiące odnawialne źródła energii.

**Obowiązek przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej oraz prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej**

Celem proponowanych zmian w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz dodawanych w art. 7b ust. 3c – 3g tej ustawy jest uregulowanie obowiązku przyłączania oraz prawa do odłączenia od systemu ciepłowniczego w sposób symetryczny. Przy czym, utrzymuje się zakres obowiązku przyłączenia w tym sensie, że w dalszym ciągu będzie on dotyczył każdego systemu ciepłowniczego. Z kolei prawo do odłączenia, zgodnie z 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 – 3g ustawy- Prawo energetyczne wskazano zasady weryfikowania spełnienia kryteriów określonych w ust. 3.

Przepisy art. 7b ust. 3c – 3g ustawy – Prawo energetyczne, dokonują transpozycji art. 24 ust. 2 akapit drugi dyrektywy, w zakresie konieczności pokrycia przez odłączającego się odbiorcę kosztów poniesionych bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

**Obowiązek publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym**

Po ust. 4 dodaje się ust. 5 – 8, które mają umożliwić monitoring udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, a także wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

Proponowane przepisy art. 7b ust. 5 i 6 ustawy - Prawo energetyczne, służą implementacji do krajowego porządku prawnego obowiązków informacyjnych, przewidzianych w art. 23 ust. 6 oraz w art. 24 ust. 1 dyrektywy. Dyrektywa wymaga, 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 wraz z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, oraz sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, a także wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. W celu zapewnienia danych niezbędnych do przygotowania informacji, art. 7b ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne zakłada, że przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu do 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 oraz ministrowi właściwemu do spraw energii**

Proponowany art. 7b ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne nakłada także na  dystrybutora ciepła obowiązek sprawozdawczy, w zakresie procentowego udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, oraz sumy końcowego zużycia energii cieplnej brutto, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii wraz z podaniem rodzaju tego źródła i ciepła odpadowego. Dane przekazywane w ramach powyższego obowiązku Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, po odpowiedniej agregacji, mogą służyć ministrowi właściwemu do spraw energii do oceny postępów realizacji krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie.

**Obowiązek sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego**

Proponowany art. 10d ustawy – Prawo energetyczne, implementuje obowiązki przewidziane w art. 24 ust. 8 dyrektywy. Na jego podstawie OSD elektroenergetycznego dokonuje oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie świadczenia usług systemowych, udostępnienia instalacji zarządzania popytem, magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego. Może to dotyczyć np. wykorzystania przez urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu, przyłączone do sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, nadwyżek energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym do produkcji ciepła lub chłodu, bądź świadczenia usług 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 ustawy – Prawo energetyczne, nowego punktu 1b motywuje się przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej. Przepis ma wspomóc osiągnięcie celu zwiększenia udziału ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego w ogólnym bilansie dostawy ciepła do odbiorców.

Symulacja zmian obciążeń odbiorców ciepła w ostatnio zatwierdzonych przez Prezesa URE 10 taryfach dla ciepła wytwórców, dokonana przy założeniu inwestycji w kocioł na biomasę o mocy 5 MW i skutkująca uwzględnieniem 7% zwrotu z kapitału, wskazywała na niewielki wzrost średniej ceny wytwarzania ciepła na poziomie 0,65 – 3,18%. Taki wzrost średniej ceny ciepła przekładał się na wzrost obciążeń odbiorców w zakresie 0,46 – 2,23%. Natomiast prognozowany dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla wykazało zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału.

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

Dodanie w art. 47 po ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne, nowego ust. 1c również powinno motywować do inwestycji w małe źródła ciepła będące źródłami OZE, które będą wspomagać zwiększenie udziału ciepła ze źródeł niskoemisyjnych.

**Możliwość jednorazowego odstąpienia od kształtowania taryf dla ciepła z kogeneracji w sposób uproszczony i kalkulacji ich na podstawie kosztów**

Dodanie w art. 47 po ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne, nowego  ust. 2f1 pozwoli na faktyczne uwzględnienie kosztów będących kosztami uzasadnionym prowadzenia działalności gospodarczej wytwarzania ciepła w kogeneracji, wraz z uzasadnioną wielkością zwrotu z kapitału, co przy aktualnie dynamicznym wzroście opłat związanych z uprawnieniami do emisji oraz niestabilnymi cenami paliw jest przenoszone w średnich cenach ciepła stosowanych w taryfach kształtowanych w sposób uproszczony – z dużą inercją. Zmiana pozwoli na poprawę płynności przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w kogeneracji.

* 1. **Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)**

Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy OZE 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. Jednocześnie, rozszerza się możliwość wydania gwarancji pochodzenia na takie rodzaje i nośniki energii jak: biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy. Uzasadnieniem tej zmiany jest fakt, 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, biogaz, biogaz rolniczy czy też ciepło albo chłód.

Zmiany mają na celu rozszerzenie funkcjonalności związanych z obrotem gwarancjami pochodzenia, zarówno w obszarze rynku lokalnego, jak i realizowanej wymiany transgranicznej. Proponowane zmiany wprowadzają przepisy ukierunkowane na dostosowanie polskiego systemu gwarancji pochodzenia do norm obowiązujących w ramach państw zrzeszonych w Unii Europejskiej i stosowanych tam standardów. Wzmocnienie narzędzi wykorzystywanych w ramach systemu gwarancji pochodzenia oraz dalsze usprawnienie obrotu tymi gwarancjami na arenie międzynarodowej pozwoli na optymalizację przychodów wytwórców, bazując na dobrowolnym wsparciu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez odbiorców energii.

Nowelizacja stanowić będzie spójne i przejrzyste włączenie wodoru odnawialnego do systemu gwarancji dla innych nośników energii oraz ułatwi rozwój handlu transgranicznego wodorem odnawialnym. W tym celu zaproponowano nie tylko wprowadzenie definicji „wodoru odnawialnego”, jak również zmianę definicji „instalacji odnawialnego źródła energii” celem wytwarzania wodoru odnawialnego. W przepisach także wyjaśniono, że w pojęciu wytwarzaniu wodoru odnawialnego, mieści się także jego uzyskiwanie w procesie elektrolizy. Uzupełniono również wspomnianą definicję „instalacji odnawialnego źródła energii”   
o możliwość jej połączenia z instalacją magazynową w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne, wykorzystywaną do magazynowania wodoru odnawialnego.

Wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla wodoru odnawialnego jest częścią kompleksowego pakietu zmian legislacyjnych określonych w strategicznym dokumencie pn. Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW). Ich uregulowanie należy do najistotniejszych działań planowanych przez Rząd RP w celu realizacji PSW i ma na celu nie tylko usunięcie barier dla rozwoju rynku wodoru odnawialnego oraz zachęcenie do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE na potrzeby elektrolizy, ale przede wszystkim na stworzeniu polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz utrzymaniu konkurencyjności polskiej gospodarki w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

**Szczegółowe zmiany w ramach rozdziału 5 – Gwarancje pochodzenia**

**Zmiana zakresu objętego gwarancjami pochodzenia**

Zmiany w art. 120 ust. 1 ustawy OZE są konsekwencją rozszerzenia grupy rodzajów oraz nośników energii na które wydawana jest gwarancja pochodzenia. Co więcej zdecydowano się na zrezygnowanie z poświadczenia gwarancjami pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z unikniętej emisji gazów cieplarnianych. Zmiana ta wynika   
z implementacji art. 2 pkt 12 dyrektywy REDII, który zawiera definicję „gwarancji pochodzenia”. Zgodnie z nią, gwarancją pochodzenia jest „elektroniczny dokument, który służy wyłącznie jako dowód dla odbiorcy końcowego, że dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych”. Definicja zawarta w art. 120 ust. 1 ustawy OZE jest bardziej rozbudowana i w zakresie poświadczenia przez gwarancje pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z unikniętej emisji gazów cieplarnianych wykracza poza zakres obligatoryjnych elementów określonych w dyrektywie.

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 do art. 120 ustawy OZE ma za zadanie wyjaśnić, iż możliwe jest, aby wytwórca energii ze źródeł odnawialnych, po spełnieniu szeregu wymagań zawartych w rozdziale 5 ustawy, mógł starać się zarówno o wydanie gwarancji pochodzenia, jak i również korzystać z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii, o których mowa rozdziale 4 ustawy OZE. 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 prawnym wytwórca, który korzysta z systemu wsparcia opartego o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, nie ma możliwości wygenerować przychodu, w którym uzyska za sprzedaż 1 MWh 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 monitorowanie rynku gwarancji pochodzenia, m.in. poprzez analizę danych w tym zakresie przekazanych w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE na dany rok.

Projektowany art. 120 ust. 5 ustawy OZE stanowi o momencie wprowadzenia energii w inne miejsce niż sieć. Dodanie tego przepisu jest uzasadnione m.in. zmianą w ust. 1, który umożliwia wydanie gwarancji pochodzenia dla rodzaju lub nośnika energii, który nie został wprowadzony do sieci. Celem tej zmiany jest również zaadresowanie kwestii rozszerzenia obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są: biometan, wodór odnawialny, biogaz, biogaz rolniczy czy też ciepło albo chłód. W takim przypadku projekt w  art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE dopuszcza umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia takiemu wytwórcy, o ile wytwórca dostarcza energię za pomocą linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

W projektowanym art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE *in fine* określony został szczególny przypadek, gdy wprowadzenie energii elektrycznej następuje w momencie dostarczenia wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan. Punkt ten adresuje sytuację, w której wytwórca posiada instalacje odnawialnego źródła energii, która produkuje energię elektryczną a także posiada bezpośrednio przyłączoną do niej instalację wytwarzającą wodór odnawialny z tej energii elektrycznej z zastosowaniem procesu elektrolizy. 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. Ze względu na podobną charakterystykę w tym obszarze, analogiczne wyjaśnienie ma również zastosowanie do nośnika jakim jest biometan. W pkt 2 oraz pkt 3, w związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki, wyjaśnia się, iż ze względu na charakterystykę biometanu, biogazu, biogazu rolniczego jak i wodoru odnawialnego mogą one zostać transportowane zaraz po wytworzeniu – za pomocą m.in. transportu kołowego lub kolejowego. Dla biometanu szczególnym przykładem będzie wprowadzenie go do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. Niezaadresowanie tej kwestii w przepisach ustawowych stanowiłoby istotne wyłączenie dla tych technologii ze względu na fakt, 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 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 art. 120 ust. 6 do ustawy OZE, wyjątkowo dopuszcza się (tylko dla celów wydania gwarancji pochodzenia) określenie ilości energii elektrycznej proporcjonalne, na podstawie danych układów pomiarowo-rozliczeniowych znajdujących się w instalacji odnawialnego źródła energii, czyli na zaciskach generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego. Zmiana ma na celu umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia na poszczególną instalację a nie tylko dla grupy instalacji wspólnie opomiarowanych na poziomie wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.

W związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są: biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny czy też ciepło albo chłód, przepisy ustawowe powinny w sposób wyczerpujący wskazać możliwości wydania gwarancji pochodzenia w sytuacji, kiedy dochodzi do konwersji energetycznej co zostało zaadresowane w szczególności w art. 120 ust. 7 ustawy OZE. Należy podkreślić, że gwarancja pochodzenia poświadcza odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające przede wszystkim z faktu, że energia została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Energia ta może podlegać kilku procesom technologicznym, skutkiem czego będzie powstanie nowego rodzaju lub nośnika energii. Ważne jest, aby odbiorca końcowy miał pewność, że na każdym etapie procesu technologicznego, który skutkował powstaniem nowego rodzaju lub nośnika energii, energia ta była energią ze źródeł odnawialnych wytworzoną w instalacji odnawialnego źródła energii. Dlatego też dodaje się obowiązek wydania gwarancji pochodzenia na każdy rodzaj lub nośnik energii będący obecnym w każdym etapie konwersji energetycznej (dla pierwotnych oraz pochodnych rodzajów lub nośników energii). Kwestia właściwego zaadresowania konwersji energetycznej jest kluczowa z perspektywy uzgodnienia polskiego prawodawstwa z normą CEN EN 16325, a co za tym idzie członkostwa w AiB.

Wprowadzany art. 120 ust. 8 ustawy OZE adresuje szczególną sytuację, w której wytwórca energii z OZE dokonuje sam procesu konwersji energetycznej. Przypadek taki może nastąpić kiedy wytwórca posiada zarówno instalację OZE (np. instalację wiatrową), która wytwarza energię elektryczną, jak i również instalację, która dokonuje procesu konwersji energii (np. instalację wyposażoną w elektrolizer, który za pomocą procesów technologicznych konwertuje energię elektryczną w wodór odnawialny). W takim przypadku wytwórca najpierw składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia na energię elektryczną wyprodukowaną z instalacji wiatrowej i umarza „na siebie” gwarancje pochodzenia w celu dokonania konwersji, a następnie składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia wodoru odnawialnego dołączając informacje o gwarancji pochodzenia wydanej dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii. Wytwórca zawsze musi poświadczyć gwarancją pochodzenia, iż pierwotny rodzaj lub nośnik energii był wyprodukowany z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencją tego jest potrzeba umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej na cele konwersji energetycznej „na siebie”. W ten sposób wykazuje się, iż dana ilość energii, została wytworzona wyłącznie w celu dokonania konwersji i z punktu widzenia systemu gwarancji pochodzenia nie może ona zostać zużyta na inne potrzeby. Co więcej, wyjaśnia się, iż potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia jest dokumentem wydawanym w formie określonej przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy OZE.

Wprowadzony art. 120 ust. 9 ustawy OZE reguluje szczególną sytuacje, w której gwarancja pochodzenia wydawana jest dla biometanu wprowadzonego bezpośrednio do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. W tym zakresie gwarancja pochodzenia nie może zostać przeniesiona, gdyż omawiany nośnik energii nie ma możliwości być przedmiotem konwersji energetycznej.

**Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia**

Zmiana dokonana w art. 121 ust. 1 ustawy OZE przede wszystkim ma na celu dostosowanie tego przepisu 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 czy biometan, wniosek składa się bezpośrednio do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji , zwanej dalej „jednostką akredytowaną”.

Analogiczna sytuacja dotyczy wodoru odnawialnego, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego – 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 1533 członków (stan na 9 grudnia 2022 r.). Ze względów na otworzenie się systemu gwarancji pochodzenia na zupełnie nowe podmioty, zakłada się zwiększenie częstotliwości działań takich jednostek. Należy również pamiętać, iż sytuacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej przez linię bezpośrednią lub dostarczanie energii elektrycznej wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, będą miały z początku niewielkie znaczenie ze względu na nowość tych technologii. Nie wyklucza się z kolei wzrostu zainteresowania tymi technologiami ze względu na rozwój systemu gwarancji pochodzenia.

Zmiany w zakresie samego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w art. 121 ust. 3 ustawy OZE również wynikają z projektowanych zmian rozdziału 5. Przede wszystkim, rozszerza się wniosek na pozostałe rodzaje lub nośniki energii. W pkt 4 ogranicza się okres, za który wytwórca może wystąpić o wydanie gwarancji pochodzenia do sześciu miesięcy Skrócenie przedmiotowego okresu ma na celu optymalizację obrotu tymi instrumentami oraz uniknięcie nadmiernego wydłużania terminów, w których mogą być one wykorzystane.

Następstwem wprowadzenia konwersji energetycznej jest również dodanie do wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia informacji o potwierdzeniu umorzenia dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii, który jest wykorzystywany w procesie, o czym mowa w projektowanym art. 121 ust. 3 pkt 3. Dodanie pkt 7 jest oczywistym następstwem rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii. Chodzi przede wszystkim o to, aby dzięki pkt 7 w sposób jasny zaobserwować krok po kroku ścieżkę produkcji nośnika energii, na który zostaje wystawiony wniosek. Podkreśla się, iż zgodnie z wprowadzeniem procesu konwersji, nie ma jasności, czy dany nośnik energii jest nośnikiem pierwotnym energii czy może nośnikiem pochodnym energii. Kompleksowe informacje zawarte we wniosku w sposób nie budzący zastrzeżeń będą wyjaśniać takie sytuacje.

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

W art. 121 ust. 4 ustawy OZE usunięto wyrażenie „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 ustawy wynikają z rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na pozostałe rodzaje lub nośniki energii oraz na możliwość wydania gwarancji pochodzenia w odniesieniu do energii, która nie została przesłana do sieci. Dlatego też w właściwych przypadkach opisanych w omawianym przepisie, weryfikacji 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 się zatem posłużyć 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 ustawy nowych ust. 7 – 10. 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, biogazu i biogazu rolniczego na ilość energii oraz stanowi usystematyzowane wymagań w zakresie dokonywania pomiarów rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biometanu, biogazu i biogazu rolniczego. Analogiczne rozwiązanie zastosowano w ust. 8 w odniesieniu do potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu. Przepis ten odwołuje się do art. 61 ustawy OZE również stanowiącego delegację do wydania rozporządzenia. Należy podkreślić, iż w chwili obecnej nie ma przepisu ustawowego który stanowiłby delegację do wydania rozporządzenia w celu określenia analogicznych informacji dla wodoru odnawialnego – tak jak w przypadku biometanu oraz ciepła lub chłodu. Stąd też pojawiła się potrzeba wprowadzenia art. 62a 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. 10.

Dodany ust. 11 stanowi o opracowaniu, opublikowaniu i aktualizowaniu programu akredytacji jednostek akredytowanych. Podkreśla się, iż wprowadzenie regulacji mających na celu pracę jednostek akredytowanych w obszarze gwarancji pochodzenia, musi zostać wsparte stworzeniem programu akredytacji, celem którego będzie identyfikacja i właściwe przygotowanie jednostek akredytowanych do nowych obowiązków. W związku z powyższym, w przepisach przejściowych do projektu określono termin opracowania po raz pierwszy tego programu akredytacji i przekazywania informacji o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono lub cofnięto akredytację.

**Wydawanie gwarancji pochodzenia**

Zmiany w art. 122 ust. 2 ustawy wynikają głównie z faktu rozszerzenia funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii, a także ze względu na przyjęcie możliwości wydania gwarancji pochodzenia dla energii, która nie jest wprowadzana do sieci. W takim przypadku, wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do Prezesa URE przekazuje jednostka akredytowana. To samo tyczy się przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją lub przesyłaniem ciepła lub chłodu, które planuje potwierdzić wytworzoną energię przez wydanie gwarancji pochodzenia.

Jeśli zaś chodzi o kwestię przeniesienia gwarancji pochodzenia, to w omawianym artykule 122 ustawy dodaje się ust. 3a oraz 4. Przepisy te mają na celu przede wszystkim dokonanie implementacji przepisów dyrektywy RED II, która w art. 19 ust. 3 wskazuje, że gwarancje pochodzenia tracą ważność w terminie 18 miesięcy po dacie wyprodukowania jednostki energii.

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

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

W art. 123 ustawy dodaje się ust. 5 – 8. Dodawany ust. 5 ma na celu uszczelnienie systemu gwarancji pochodzenia 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 Prezesa URE do AiB. Stowarzyszenie to zrzesza podmioty wydające gwarancje pochodzenia. W konsekwencji przystąpienia właściwego polskiego organu do AiB nastąpi synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS). Brak członkostwa w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.

Zgodnie z powyższym zakłada się, organ wydający gwarancje pochodzenia w Polsce, tj. Prezes URE może przystąpić do powyższego stowarzyszenia. Art. 123 ust. 7 ustawy porusza kwestię kosztów związanych z członkostwem w omawianym stowarzyszeniu. Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych w postaci składki członkowskiej. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 EUR (<4 TWh) do 77 600 EUR (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) przekraczający 10 TWh, składka byłaby wyższą z podanych powyżej wartości. Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB w postaci składki odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia. Uczestnictwo w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Zgodnie z powyższym, największymi beneficjentami przystąpienia do AiB będą zarówno podmioty zarejestrowane na TGE, jak i również sama giełda.

Przystąpienie URE do AIB będzie wiązało się z koniecznością aktywnego uczestnictwa przedstawicieli 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 ekspertów o adekwatnych kwalifikacjach, dedykowanych do realizacji zadań w tym obszarze. Co więcej, wskazuje się, iż członkostwo w AiB wymagać będzie utworzenia systemu teleinformatycznego umożliwiającego przystąpienie URE do tego stowarzyszenia, co jest kluczowe z punktu widzenia wymiany danych z Europejskim Systemem Certyfikatów Energetycznych. Koszty budowy i utrzymania takiego nowego systemu będą pokrywane z opłat OZE, o której mowa w art. 95 ustawy OZE. W tym zakresie warto podkreślić, iż koszty rozbudowy i utrzymania obecnego systemu służącego realizacji zadań Prezesa URE w obszarze gwarancji pochodzenia również będą pokrywane z opłaty OZE.

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 zawartym przez te podmioty porozumieniu. Celem tego przepisu jest umożliwienie stworzenia bezpiecznych fundamentów współpracy między tymi organami.

Niemniej jednak, w dalszej części projektu ustawy zawarto niezbędne przepisy dodatkowo uszczegółowiające tryb przystąpienia do wskazanego stowarzyszenia. Zgodnie z art. 29 ust. 1 projektu, Prezes URE informuje podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do AiB. Dla obu stron przyszłego porozumienia kluczowe jest wczesne uzyskanie takiej informacji, aby odpowiednio wcześnie rozpocząć właściwie przygotowania do jego zawarcia i ewentualne negocjacje. Z kolei art. 29 ust. 2 projektu ustala termin, w którym to porozumienie powinno zostać zawarte. W opinii projektodawcy takie rozwiązanie zapewni wystarczający poziom pewności w zakresie terminów zawarcia porozumienia, jak również poziom elastyczności potrzebny w przypadku tej regulacji.

**Rejestr gwarancji pochodzenia**

W art. 124 ustawy OZE dokonano zmiany w ust. 1 i 2 dostosowując te przepisy do nowego brzmienia rozdziału 5. W ust. 2 dodaje się również pkt 4 precyzując, o jaki rodzaj lub nośnik energii chodzi. Należy podkreślić, 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, biogazu lub biogazu rolniczego. 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 ustawy OZE 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. Kolejne dodawane przepisy mają na celu uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Zmiany obejmują również nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym. Z kolei dodanie ust. 12 ma na celu wyszczególnienie sytuacji, w której gwarancja pochodzenia jest przenoszona w sieci ciepłowniczej. Zgodnie z normą CEN EN 16325, taka gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona wyłącznie na rzecz podmiotu, który jest przyłączony do tej samej sieci ciepłowniczej.

**Umorzenie gwarancji pochodzenia**

W art. 124a ustawy OZE zmienia się przede wszystkim ust. 5, który umożliwia dokonanie umorzenia gwarancji pochodzenia na potrzeby procesu konwersji energetycznej.

Ponadto, dodaje się ust. 6 – 9. Dodany ust. 6 dotyczy procesu umarzania gwarancji pochodzenia i ma na celu doprecyzowanie zakresu informacji, jakie są przekazywane wraz z wnioskiem o potwierdzenie umorzenia gwarancji. Co więcej, przepis ten, w pkt 4, określa, zgodnie ze zmianami rozdziału 5, iż może istnieć kilku odbiorców, na rzecz których dokonywane jest umorzenie gwarancji pochodzenia. Oprócz odbiorcy końcowego, gwarancję pochodzenia można umorzyć na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego. Z kolei z pkt 4 lit. b wynika, na jaki cel 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. Co więcej w celu doprecyzowania wymiany informacji między URE, a TGE, przyjmuje się iż TGE będzie przekazywać do URE informacje o umorzonych gwarancjach pochodzenia podlegających konwersji energetycznej – ust. 9.

Warto podkreślić, iż stosowny przepis przejściowy konkretyzuje treść powyższych regulacji, poprzez ustalenie roku 2024 r. jako pierwszego, za który trzeba sporządzić bilans. Analogiczny termin został zaproponowany w przypadku rocznego bilansu gwarancji pochodzenia z art. 124 ust. 13 ustawy.

**Odmowa wydania/uznania gwarancji pochodzenia**

W art. 125 ustawy zmienia się ust. 1 pkt. 1. Zmiana 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 energii resztkowej gwarancji pochodzenia**

Dodawany art. 125a ustawy stanowi podstawę prawną do obliczania i publikowania rocznego miksu energii resztkowej, rozumianego, jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Obliczanie miksu energii resztkowej to podstawowy warunek stawiany przed członkami AiB i powinien on być obliczany zgodnie z normą CEN – EN 16325. Bilans sporządzany jest do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty, które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów. Podkreśla się, iż zgodnie z przepisem przejściowym (art. 29 pkt 2), pierwszy bilans sporządzany jest za rok 2024.

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 tego obliczenia należy odjąć ilość energii elektrycznej eksportowaną netto zgodnie z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów z uwzględnieniem udziału OZE.

Szczególnego podkreślenia wymaga fakt, iż obecne regulacje europejskie wskazują   
w sposób szczegółowy na metodologię liczenia miksu energii resztkowej dla energii elektrycznej. Rozszerzenie katalogu nośników energii dla których można wydać gwarancje pochodzenia stanowi zupełnie nowoczesne rozwiązanie z punktu widzenia prawodawstwa polskiego, ale również i europejskiego. Ze względu na potrzebę zunifikowania systemu gwarancji pochodzenia na gruncie europejskim w zakresie przyjęcia metodologii liczenia miksu energii resztkowej dla pozostałych nośników, kluczowe będą szczegółowe wytyczne przygotowanie w ramach prac normalizacyjnych.

* 1. **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 ustawy OZE 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 ustawy 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 ustawy, zaproponowano by krajowy punkt kontaktowy realizował swoje zadania w szczególności w oparciu o udzielanie i udostępnianie informacji w ww. zakresie. Zgodnie z brzmieniem ust. 5, informacje dotyczące procedur administracyjnych mogą zostać umieszczone bezpośrednio na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego. Witryna krajowego punktu kontaktowego może także przekierować podmiot składający zapytanie do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego – tak aby informacja była możliwe zindywidualizowana – w tym, w szczególności w zakresie właściwości miejscowej jak i rzeczowej dotyczącej planowanej inwestycji. Dane dostępne na stronie internetowej będą opisane w sposób dokładny i przejrzysty oraz będą w sposób jednoznaczny wskazywać organ właściwy w sprawie.

Projektodawca, w art. 160a ust. 3 pkt 2 ustawy proponuje, aby krajowy punkt kontaktowy był także platformą informacyjną, która świadczy usługi, w ramach których osoba szukająca ogólnych informacji z zakresu działania punktu może skierować pytania merytoryczne do ekspertów krajowego punktu kontaktowego. W celu ułatwienia kontaktu między osobami poszukującymi informacji a ekspertami takiego punktu, zdecydowano się na rozwiązanie, w którym zapytania będą przekazywane za pomocą specjalnego formularza kontaktowego znajdującego się na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego.

Zakłada się, że zainteresowanie informacjami uzyskiwanymi z krajowego punktu kontaktowego rozłoży się 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 2021 roku przyłączono do sieci ok. 388 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2853 MW. Od początku 2022 r. do września 2022 r. przyłączono do sieci ok. 302 tysięcy mikroinstalacji. Można zatem przyjąć, że informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą w kręgu zainteresowania nawet kilkuset tysięcy inwestorów i prosumentów rocznie – przy obecnej dynamice rozwoju sektora;
* II grupa – wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi URE wg. stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. takich instalacji było 3240. Z kolei wg. stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. ilość tych instalacji wynosiła 4128. Oznacza to, że w ciągu 2020 r. uruchomiono 888 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Z uwagi jednak na podniesienie progu dotyczącego rozumienia małej instalacji OZE z 500 kW na 1 MW, a tym samym uproszczonym trybie wpisywania do rejestru małych wytwórców OZE i braku konieczności uzyskiwania koncesji, zainteresowanie w tej grupie klientów KPK może wzrastać.

Zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które 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 ustawy 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 ustawy 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, 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 30 dni na rozpatrzenie takiego pytania lub 50 dni jeżeli potrzebne jest zasięgnięcie informacji od innego podmiotu.

Ust. 9 określa przesłanki odmowy udzielenia przez KPK odpowiedzi na otrzymane pytanie, kiedy:

1. dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie, lub
2. nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub
3. nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub
4. jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia celem uzyskania rozstrzygnięć o których mowa w art. 160a ust. 2.

Warto w tym miejscu wskazać, że krajowy punkt nie udziela informacji, które dotyczą indywidulanych, konkretnych 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.

Warto odróżnić sytuację, kiedy złożone pytanie będzie dotyczyć zakresu działania KPK, oraz nie będzie miało na celu otrzymania wsparcia prowadzącego do uzyskania właściwego rozstrzygnięcia, ale mimo wszystko nie będzie zawierać informacji niezbędnych, aby KPK mógł odpowiedzieć na pytanie. W takim przypadku, przepis przewiduje możliwość odmowy udzielenia odpowiedzi z oczywistych względów, jakimi są braki informacyjne umożliwiające sformułowanie odpowiedzi. Niemniej jednak warto pamiętać, że zgodnie z ust. 9, w przypadku odmowy odpowiedzi, KPK informuje pytającego o przyczynie nieudzielenia odpowiedzi. Dzięki temu wnioskodawca dowie się jak skutecznie sformułować zapytanie, co umożliwi mu ewentualne ponowne jego złożenie, w postaci umożliwiającej uzyskanie odpowiedzi i wsparcia.

W ust. 9 pkt 3 i 4 wskazują na brak możliwości odpowiedzi na pytania, które w sposób oczywisty wykraczają poza kompetencje KPK. Nie można bowiem wykluczyć sytuacji gdy, odformalizowany i ułatwiony kontakt z KPK skutkować będzie przesyłaniem pytań, które w sposób oczywisty nie nawiązują do zakresu przedmiotowego działania KPK.

Należy podkreślić, że art. 160a ust. 9 ustawy stanowi katalog zamknięty sytuacji umożliwiających odmówienie udzielenia odpowiedzi. Taka forma wynika z charakteru działania KPK, który będzie punktem informacyjnym, dlatego sytuacje umożliwiające odmówienie udzielenia informacji muszą zostać szczególnie opisane i wyjaśnione, aby było to transparentne przede wszystkim dla obywateli zgłaszających zapytania, którzy powinni wiedzieć, że poza jasno wymienionymi wyjątkami otrzymają odpowiedzi na zgłaszane pytania.

W art. 160a w ust. 10 ustawy, w celu usunięcia wszelkich wątpliwości unormowano, że w zakresie udzielania odpowiedzi przez krajowy punkt kontaktowy na pytania użytkowników tego punktu, nie stosuje się przepisów kodeksu postępowania administracyjnego, co wynika z faktu, że działanie KPK, w szczególności udzielanie odpowiedzi na pytania, nie stanowi postępowania administracyjnego.

Artykuł 160b ustawy stanowi 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 w konsekwencji pozwoli odciążyć organy administracji publicznej poprzez mniejszą ilość trafiających do urzędów zapytań ogólnych w tym obszarze.

W art. 160c ustawy, w związku z potrzebą zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego i sprawnego udzielania informacji podmiotom składającym zapytania, projektodawca zapewnia możliwość zlecenia wykonania niektórych zadań innym wyspecjalizowanym podmiotom.

Wśród ww. zadań można wyróżnić przede wszystkim zlecenie zindywidualizowanych porad dotyczących procedur dotyczących OZE właściwemu podmiotowi, np. instytucjom, przy których funkcjonują doradcy energetyczni lub posiadającemu rozwinięta strukturę terenową podmiotowi, co może stanowić dodatkową wartość ze względu na możliwość funkcjonowania bliżej zainteresowanych osób krajowego punktu kontaktowego, jak i również bliżej organów administracyjnych.

Celem projektodawcy, poprzez wprowadzenie art.160d ustawy, 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.

* 1. **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 150 kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy. Powyższe zmiany zostały ujęte w art. 2 pkt 2 projektu.

**Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – PPA**

Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA. Jest to skrót pochodzący od angielskiego określenia *Power Purchase Agreement* również wykorzystywany w polskiej literaturze przedmiotu oraz powszechnie znany w krajowym sektorze elektroenergetycznym.

Należy przy tym wyraźnie podkreślić, że umowa PPA to szczególny rodzaj umowy sprzedaży energii elektrycznej od dawna obowiązującej na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. W projekcie, w art. 5 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne, wprowadza się przepisy stwarzające podstawy prawne do kontraktowania energii w oparciu o ten nowy typ umowy – sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, bezpośrednio od wytwórcy. Przepisy ustanawiające umowę PPA stanowią *lex specialis* w stosunku do dotychczas obowiązujących przepisów regulujących sprzedaż energii elektrycznej. To oznacza, że najważniejsze podmiotowo i przedmiotowo elementy umowy PPA są uregulowane ustawowo. Jednocześnie strony umowy mogą swobodnie kształtować jej elementy dodatkowe zgodnie z zasadą swobody umów. Jednocześnie wszystkie dotychczasowe obowiązki stron umowy sprzedaży energii elektrycznej wynikające z ustawy – Prawo energetyczne obowiązują strony umowy PPA.

Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu zawierane są na stosunkowo długi okres. Najczęściej jest okres od 5 do 10 a nawet do 15 lat, a przykłady ze Stanów Zjednoczonych pokazują, że może to być nawet okres dwudziestoletni. Możliwość zawarcia umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE na tak długi okres niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE korzyścią płynącą z zawarcia 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.

**Dodanie ust. 2d do art. 5**

Proponuje się także dodanie nowego ust. 2d do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, określającego dodatkowe względem standardowych elementów umowy sprzedaży energii elektrycznej elementy umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, tj. rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia prawidłowego monitoringu tego obszaru.

**Dodanie ust. 11a do art. 5**

Dodanie ust. 11a do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu wdrożenie art. 15 ust. 8 zdanie drugie Dyrektywy 2018/2001, nakładającego obowiązki sprawozdawcze na państwa członkowskie UE w ramach sporządzanych przez nie krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Projektowany przepis nakłada na wytwórcę energii OZE, który zawarł umowę PPA, obowiązek przekazania informacji o jej zawarciu do Prezesa URE. Zebrane dane o liczbie zawartych umów PPA powinny być brane pod uwagę w przypadku sporządzania przez państwo członkowskie UE sprawozdań z postępów w realizacji KPEiK. W przypadku umów już zawartych, przepis przejściowy (art. 32), zobowiązuje wytwórcę energii OZE do przekazania informacji o tych umowach do Prezesa URE w ciągu czterdziestu pięciu dni od wejścia w życie niniejszej ustawy.

Wśród danych przekazywanych do Prezesa URE, które wytwórca OZE powinien uwzględnić, ustawodawca wskazuje na strony umowy PPA, ilość i cenę energii elektrycznej stanowiącej przedmiot umowy, a także lokalizację i rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta. Należy przy tym wskazać, że wymogi w zakresie, m.in. wskazania lokalizacji są już znane wytwórcom OZE, ponieważ takie dane są przekazywane do URE przez wytwórców OZE w przypadku składania wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcjach OZE. Szczegółowe informacje w zakresie lokalizacji instalacji wytwórca OZE wprowadza do internetowej platformy aukcyjnej (IPA), na której prowadzi się aukcje OZE. Wytwórca OZE, będący użytkownikiem IPA, podaje lokalizację instalacji OZE według obszaru, na którym jest ona zlokalizowana w następującej kolejności: województwo, powiat, gmina, numery działek i obręby, miejsce przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

**Dodanie pkt 55 do art. 56**

Państwa członkowskie Unii Europejskiej zostały zobowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Obowiązek ten wynika z *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.* Obowiązki sprawozdawcze obejmują również monitorowanie skali zawieranych umów PPA. Z tego powodu projektodawca nakłada na Prezesa URE obowiązek zbierania danych o umowach PPA. Obejmuje również dane o umowach zawarte przed wejściem w życie przedmiotowej regulacji, by uzyskać pełny obraz wolumenu umów PPA już zawartych na w Polsce. W związku z koniecznością zapewnienia regularności w przekazywaniu danych do Prezesa URE ustanowiono sankcję w przypadku nie przedłożenia w terminie Prezesowi URE wyżej wymienionych danych zawartych w umowie PPA. Wytwórca OZE, który zaniedba przekazanie informacji o zawartej umowie PPA w ciągu miesiąca od daty jej zawarcia podlega karze w wysokości od 10 000 zł do 50 000 zł, co zostało określone w art.. 56 ust. 2h pkt. 9 ustawy – Prawo energetyczne**.**

* 1. **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. 2 pkt 18rt.az art. 21 pkt 2 lit. a dyrektywy RED II. 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[[1]](#footnote-1).

Drugi ze wskazanych przepisów 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).

Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

W tym miejscu warto podkreślić, że mimo iż unijny prawodawca wyraźnie kojarzy P2P z prosumentami energii odnawialnej, nie oznacza to, że ten sposób handlu energią jest zarezerwowany jedynie dla tych podmiotów. Należy raczej sądzić, że celem jest w 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.

Proponowane przepisy przewidują jednocześnie możliwość zastosowania rozwiązań polegających na P2P bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, np. za pomocą technologii blockchain, jak również rozwiązań bazujących na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne umożliwiające wymianę tejże energii.

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

Jednocześnie, art. 5b4 ust. 2 pkt 5a ustawy – Prawo energetyczne dodawany do równolegle procedowanych przepisów projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr w wykazie UC74), dalej „projekt UC74”, umożliwi prowadzenie działalności przy użyciu platformy partnerskiego handlu agregatorom.

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 za pośrednictwem dedykowanych krajowych lub regionalnych platform internetowych oraz odpowiednich technologii, których rola zbliżona będzie do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej.

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

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

W założeniu, agregator na podstawie informacji zebranych od handlujących ze sobą podmiotów, może bezpośrednio decydować o wprowadzeniu lub pobraniu energii przez „rówieśników” lub o stanie pracy ich urządzeń. Ponadto, może rozdzielać przychody całej społeczności P2P zgodnie z pewnymi z góry określonymi zasadami, 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 podkreślić, że 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 równolegle projekt UC74. Decyzja, aby w 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 mogłoby powodować trudności w stosowaniu 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. Z uwagi zatem 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.

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

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 ram legislacyjnych (jak możliwość handlu P2P wyłącznie w ramach jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe) umożliwiających stworzenie, zarówno w ustawie OZE jak i ustawie – Prawo energetyczne, podstawy prawnej do dalszego rozwoju P2P.

*Vacatio legis* przedmiotowych przepisów ustala się do 1 stycznia 2026 r. Uzasadnieniem dla wskazanego terminu jest konieczność uspójnienia funkcjonowania mechanizmu P2P z wdrażaną do polskiego porządku prawnego instytucją agregatora, który może być w nim podmiotem pośredniczącym, a także umożliwienie zainteresowanym podmiotom rynkowym właściwego wdrożenia niezbędnych rozwiązań, które stanowią zupełną nowość w relacjach zachodzących na rynku energii elektrycznej.

1. **Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego**

Zgodnie z danymi Agencji Rozwoju Energetyki na koniec 2021 roku stan mocy elektrycznej zainstalowanej OZE (bez uwzględnienia technologii współspalania) w Polsce to 16 935,4 MW przy całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej 55 960,4 MW. W zakresie OZE dominują dwie technologie: elektrownie słoneczne (7 670 MW) oraz elektrownie wiatrowe na lądzie (7 116,7 MW). Te pierwsze to przede wszystkim mikroinstalacje prosumenckie (ponad  844,5 tys. sztuk o łącznej mocy 5  860,2 MW). Pod względem produkcji energii elektrycznej z OZE również dominują elektrownie wiatrowe. W  2021 roku wyprodukowały one i wprowadziły do sieci elektroenergetycznej – 16 473,5 GWh. Elektrownie biomasowe dostarczyły w tym samym czasie 4 660,3GWh, słoneczne – 3 841,7 GWh, wodne – 2 338,6 GWh, współspalające biomasę/biogaz – 1 771,1 GWh a biogazowe – 1 285,2 GWh.

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku (KPD) zakładał, że w 2020 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 zainstalowanej w OZE, głównie w fotowoltaice. Indeks dynamiki przyrostu mocy zainstalowanej dla tej technologii wyniósł na koniec 2021 w stosunku r/r 193,6%, dla wiatru było to 111,5%, biogazu – 104,7%, hydroenergetyki – 100,4% i biomasy – 100,6%. Jednak, aby zapewnić realizację dalszych celów – na 2030 rok – niezbędne jest budowanie solidnych fundamentów legislacyjnych i ram prawnych, nie tylko dla budowy nowych instalacji OZE, ale również dla pełnego wykorzystania istniejącej już infrastruktury wytwórczej.

W kontekście zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych jednostek OZE, ale również na możliwość utrzymania w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia. Istotna jest tu sytuacja wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. O ile w pierwszym i drugim kwartale 2022 roku średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (odpowiednio 468,35 zł/MWh i 471,96 zł/MWh) przekroczyła znacząco ceny referencyjne dla elektrowni wiatrowych i słonecznych (250-340 zł/MWh), co pozwala na rentowne funkcjonowanie tych instalacji poza systemami wsparcia, tak w przypadku innych technologii jednostki wytwórcze mogą okazać się trwale nierentowne.

Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE 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 instalacji objętej świadectwami pochodzenia w systemach wsparcia po zakończeniu 15-letniego okresu za wyjątkiem udziału w 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.

Inne rozwiązania przewidziane dla instalacji zmodernizowanych, m.in obowiązek zakupu, dotyczący zmodernizowanej mikroinstalacji OZE, czy instalacji OZE o mocy nie większej niż 500 kW wyekspirowały.

Obecne regulacje nie przewidują przy tym wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE, nie powiązanego z modernizacją instalacji, pokrywającego różnicę między kosztami operacyjnymi a przychodami rynkowymi ze sprzedaży energii. W przypadku wskazanych powyżej technologii, konieczność zapewnienia takiego wsparcia dla utrzymania mocy instalacji w krajowym systemie energetycznym opiera się na racjonalizacji i ograniczeniu wydatków modernizacyjnych do minimum zapewniającego ciągłość pracy instalacji i mieszczących się w zakresie regularnych remontów oraz przeglądów. Stąd więc wsparcie nie powinno obejmować nakładów inwestycyjnych *sensu stricte*, ale ma dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii. Zapewni to mechanizm pokrycia różnicy 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. W zakres wsparcia dla instalacji o mocy elektrycznej zainstalowanej większej niż 1 MW projektodawca włączył również dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów pracujące w skojarzeniu z produkcją ciepła. Łączna moc instalacji, które mogą być zainteresowane udziałem w systemie wsparcia operacyjnego albo dla instalacji zmodernizowanych, ocenia się na ponad 1,2 GW.

Zaprojektowane rozwiązania zakładają ograniczone nakłady inwestycyjne oraz remontowe, co będzie rozwiązaniem o znacznie mniejszych kosztach niż alternatywa w postaci budowy nowych jednostek o porównywalnej mocy. Utrzymanie przy pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest też szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy od źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych, mają też znacząco wyższe od nich wskaźniki dyspozycyjności, co jest szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego. Dodatkowo, zakłada się, że instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe nie będą podlegać tylko częściowej modernizacji a pełnemu re-poweringowi i *de facto* wymianie całej instalacji.

W projekcie proponuje się objęcie wsparciem również instalacji energetyki wodnej. Dokument strategiczny „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku”, choć podkreśla rolę energetyki wodnej jako istotnej technologii dla osiągnięcia celów OZE, nie przewiduje przy tym dla niej znaczącego wzrostu łącznej mocy zainstalowanej. Biorąc to pod uwagę, jak również mając na względzie kwestie środowiskowe oraz podnoszone przez branżę znaczne i nierównomierne obciążenie kosztowe małych elektrowni wodnych zdecydowano się ograniczyć wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcie operacyjne do elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej nie większej niż 5 MW.

W Polsce, zgodnie z danymi URE, na dzień 31 grudnia 2021 roku było 786 obiektów wytwarzających energię elektryczną z potencjalnej energii wody (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych). Z tego zdecydowana większość (770 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy nie większej niż 5 MW). Jedynie 16 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW.

Ustalenie granicy 5 MW mocy zainstalowanej dla wspieranych instalacji wynikało również z różnego wpływu instalacji hydroenergetycznych i powiązanych z nimi urządzeń hydrotechnicznych na środowisko. Wielkość instalacji, powiązana zwykle w sposób bezpośredni z zainstalowaną mocą, ma zwykle proste przełożenie na jej oddziaływanie na środowisko. Wszystkie obiekty hydrotechniczne w jakiś sposób wpływają na środowisko, przede wszystkim zmieniają biologiczną ciągłość cieku, jednakże mniejsze oddziałują na ekosystem w znacznie mniejszym stopniu.

Co więcej, mała energetyka wodna często nie wymaga budowy nowych obiektów hydrotechnicznych, a 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 małej energetyki wodnej projektodawca zdecydował się na uzupełnienie przepisu art. 128 ustawy OZE, który określa podmioty wykonujące zadania związane z funkcjonowaniem rynku energii oraz zakres tej współpracy. Poprzez dodanie w art. 128 w ust. 4a ustawy pkt 2, ustanawia się współpracę ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowania funkcjonowania tych rozwiązań. Biorąc pod uwagę fakt, że ministrem właściwym ds. energetyki odnawialnej jest minister właściwy ds. klimatu, to on jest organem wiodącym (koordynatorem) w zakresie realizacji zadania z pkt 2 ust. 4a art. 128 ustawy, co w opinii projektodawcy wynika przede wszystkim z ustawy o działach administracji rządowej. Wprowadzone zmiany wynikają ze specyfiki energetyki wodnej, która jest ściśle regulowana również w obszarze gospodarki wodnej, a stosowne przepisy dotyczące funkcjonowania instalacji hydroenergetycznych znajdują się w aktach prawnych będących w kompetencjach ministra właściwego ds. gospodarki wodnej, tj. w ustawie - Prawo wodne i rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami. Ścisła współpraca i uzgodnienie obszarów leżących w kompetencjach obu ministrów wydają się kluczowe dla rozwoju i funkcjonowania małej energetyki wodnej, przy poszanowaniu kwestii środowiskowych, a jednocześnie wzięciu pod uwagę roli, jaką obiekty hydrotechniczne z funkcją energetyczną odgrywają dla zapewnienia z jednej strony bezpieczeństwa energetycznego oraz właściwych stosunków hydrologicznych przy ich funkcjach retencyjnych oraz przeciwpowodziowych.

W przypadku małych elektrowni wodnych, w systemach wsparcia będących przedmiotem nowelizacji, zakłada się, że ich właściciele będą beneficjentami głównie systemu wsparcia operacyjnego. Wynika to z faktu, 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, przy założeniu przedłużenia pierwotnej decyzji notyfikacyjnej poza 31 grudnia 2034 roku) wyniesie ok. 11,25 mld zł. W tych wyliczeniach zakłada się, że połowa wytwórców wychodzących z dotychczasowych systemów wsparcia przeprowadzi ograniczoną modernizację, a połowa zawnioskuje o wsparcie operacyjne. Tymczasem, zgodnie z szacunkami MKiŚ, koszt budowy nowych instalacji, zastępujących wycofywane moce, wyniósłby dziś ponad 28,4 mld złotych. Wdrożenie systemów wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych pozwoli zatem na uniknięcie kosztów w wysokości ponad 17 mld zł, które będą mogły być przeznaczone na kolejne, nowe moce wytwórcze instalacji OZE oraz inne inwestycje w elektroenergetyce, jak chociażby magazyny energii stabilizujące działanie systemu energetycznego. Dodatkowe ponad 17 mld zł to szacunkowa możliwość wybudowania ponad 5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych albo ponad 2,5 GW w lądowych elektrowniach wiatrowych.

Wobec wysokich cen hurtowych energii elektrycznej, na których wzrost silnie wpłynęło najpierw odbicie gospodarcze związane z wyjściem z epidemii COVID-19, a następnie inwazja Rosji na Ukrainę, *vacatio legis* przepisów regulujących zasady funkcjonowania systemu wsparcia operacyjnego ustala się do 1 lipca 2025 r. W obecnej sytuacji rynkowej zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. System zakładający rozliczenie na zasadach kontraktu różnicowego z cenami referencyjnymi niższymi niż funkcjonujące w systemach wsparcia dla instalacji nowych nie byłby atrakcyjny dla wytwórców, a jednocześnie generowałby koszty dla budżetu. W związku z tym, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis jak powyżej, jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej.

* 1. **Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii**

Przede wszystkim należy podkreślić, że zdecydowano się rozszerzyć definicję modernizacji, która zgodnie z nowym brzmieniem art. 2 pkt 19a ustawy obejmuje:

1. odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii, albo
2. przekształcenie instalacji odnawialnego źródła energii w inny rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego, albo
3. przekształcenie jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne, niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii w instalację odnawialnego źródła energii (tzw. konwersja).

Taka definicja ma pozwolić nie tylko na modernizację rozumianą wąsko, jako odtworzenie instalacji przez zainstalowanie nowych urządzeń, wytwarzających energię w takich samych jak dotychczas procesach. Zdecydowano się również umożliwić przekształcenie instalacji OZE w inną instalację OZE (np. instalacji spalania wielopaliwowego w dedykowaną instalację spalania biomasy). Trzecią formą modernizacji jest przekształcenie jednostki wytwórczej, która nie jest instalacją OZE (np. wykorzystującą węgiel kamienny) w instalację OZE (np. dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego). Takie podejście jest odpowiedzią na postulaty branży energetycznej, która planuje konwersje jednostek wytwórczych. Wpłynie też pozytywnie na przyrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

W definicji nie uwzględniono kwestii ewentualnego obowiązku zwiększenia mocy zainstalowanej zmodernizowanej instalacji lub zwiększenia jej produktywności, wychodząc z założenia, że, szczególnie w przypadku małych instalacji, może nie być fizycznej możliwości spełnienia tego warunku. Pozostawiono jednak ten obowiązek dla instalacji biorących udział w aukcjach. Szczegóły tych rozwiązań omówiono szerzej przy właściwych przepisach.

System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przy modernizacji, której nakłady inwestycyjne wyniosą co najmniej 25% kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Zakłada się, że realizacja niektórych tego rodzaju inwestycji wymaga wsparcia, ponieważ jest nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych lub może wymagać ustalonego poziomu sprzedaży energii dla pozyskania kapitału niezbędnego do przeprowadzenia modernizacji*.*

Podobnie jak w przypadku systemu wsparcia operacyjnego, jest to system przewidziany dla wytwórców energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biogazowych (biogaz rolniczy, biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny), biomasowych (w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, obejmujących poza dedykowanymi instalacjami spalania biomasy, również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego) oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Należy tu podkreślić, że wskazane powyżej technologie to końcowy efekt modernizacji, która uwzględnia również konwersję z instalacji OZE lub innych jednostek wytwórczych. Z zakresu wspieranych technologii wykluczono instalacje spalania wielopaliwowego, co wpisuje się w dotychczasowe podejście ustawodawcy wynikające z istotnych problemów, jakie powodowało wsparcie współspalania węgla z biomasą bez określonego progu minimalnego udziału paliw odnawialnych, jak w przypadku dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego

Przewiduje się, że instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wejdą do funkcjonującego obecnie konkurencyjnego systemu wsparcia opartego o aukcje. Dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych nie przewiduje się odrębnych aukcji. Zgodnie z projektem, mają oni uczestniczyć w aukcjach razem z wytwórcami energii elektrycznej z nowych instalacji, z zastrzeżeniem skrócenia okresu wsparcia (inwestycje w zakresie 25-50% kosztów), bądź uwzględnienia udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji (powyżej 50% kosztów). Dla tych ostatnich instalacji cena sprzedaży będzie stanowiła iloczyn ceny zaproponowanej w ofercie aukcyjnej oraz tego udziału obliczonego zgodnie ze wzorem wskazanym w przepisach.

Instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW podobnie jak instalacje nowe, rozpoczynające wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej zostaną objęte systemem taryf gwarantowanych (*feed-in-tariff, FiT*), a instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW mogą wejść do systemu dopłat do ceny rynkowej (*feed-in premium, FiP*). Tu również zastosowanie będzie miało skrócenie okresu wsparcia lub obliczenie ceny sprzedaży przez wyliczony na podstawie poniesionych na modernizację nakładów udział.

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

**Cena sprzedaży oraz stała cena zakupu dla instalacji modernizowanych**

Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych ma w założeniu wpisać się jak najpełniej w dotychczasowy system wsparcia w systemie taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz systemu aukcyjnego, a sprawne współuczestniczenie w tych systemach instalacji po zakończeniu modernizacji ma być realizowane przez zastosowanie skrócenia okresu wsparcia, obliczenia ceny sprzedaży i ostałej ceny zakupu przez uwzględnienie udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji 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 ustawy OZE, w którym, w zakresie modernizacji, dodano pkt 2 oraz pkt 3, uściślające rozumienie rozpoczęcia i zakończenia modernizacji. Pierwszy z tych terminów oznacza dzień rozpoczęcia prac budowlanych związanych z modernizacją bądź podjęcie zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia że modernizacja staje się nieodwracalna. Zakończenie modernizacji oznacza dzień wskazany w oświadczeniu wytwórcy, potwierdzającym dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji albo dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy, albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później. W związku z wyodrębnieniem rozpoczęcia i zakończenia modernizacji konieczne było w szczególności doprecyzowanie przepisów art. 9 ust. 1 pkt 6 i 8, 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 oraz ust. 7 pkt 4-5 ustawy OZE.

Instalacje zmodernizowane po wejściu w życie przepisów w brzmieniu wprowadzonym projektem ustawy mogą uczestniczyć w systemach: taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz aukcyjnym. Nie przewidziano dla nich utrzymania obowiązku zakupu. Dotychczasowe przepisy dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej ze zmodernizowanych instalacji OZE wyekspirowały poza art. 42 ust. 1 pkt 4, który wymagał uchylenia.

**Korekta wysokości wsparcia dla instalacji zmodernizowanej**

Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem przepisów ustawy OZE modernizacja była rozumiana jako odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji (w tym mikroinstalacji). Dodatkowe przepisy nakładały na wytwórców inne warunki, takie jak obowiązek poniesienia nakładów wyższych lub równych 30% początkowej wartości instalacji (art. 41 ust. 7 pkt 2 ustawy) albo 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji (zmieniony art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy).

Nowelizacja w miejsce tych warunków wprowadza ogólną zasadę związaną z nakładami poniesionymi na modernizację instalacji odniesionymi do kosztów kwalifikowanych wybudowania 1 MW nowej referencyjnej instalacji, których wysokość zostanie ustalona rozporządzeniem ministra właściwego ds. klimatu (art. 74 ust. 9 ustawy). Od tak wyliczonej wartości procentowej uzależniony jest okres wsparcia albo wysokość stałej ceny zakupu albo ceny sprzedaży wyliczona jako iloczyn udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji.

Dla instalacji, dla których poniesione i udokumentowane nakłady wyniosły nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej instalacji, wsparcie zostanie ograniczone z 15 do 5-7 lat, ale będzie ono udzielone w pełnej wysokości. W przypadku instalacji zmodernizowanych, gdzie nakłady inwestycyjne modernizacji wyniosły powyżej 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE dla obliczenia ceny sprzedaży należy zastosować udział poniesionych kwalifikowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Stosowne przepisy w tym zakresie dla systemu taryf gwarantowanych oraz dopłaty do ceny rynkowej wprowadzone zostały w art. 70f ust. 4 ustawy OZE, dla systemu aukcyjnego w art. 77 ust. 2a tej ustawy (ograniczenie okresu wsparcia) oraz dla wszystkich systemów w art. 74 ust. 2b-2f ustawy OZE (szczegółowe zasady wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży). Należy przy tym zaznaczyć, że wyliczenia stosowane w systemie taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej należy stosować dodatkowo uwzględniając przepisy art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy OZE.

Szczegółowe zasady prezentuje poniższa tabela:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych kosztów modernizacji**  **(w odniesieniu do nakładów na nową referencyjną instalację OZE)** | | |
| **Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych modernizacji** | **Okres wsparcia** | **Wysokość wsparcia** |
| nie mniejsze niż 25 – nie większe niż 33% | 5 lat | Pełna cena sprzedaży albo stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1) |
| większe niż 33 – nie większe niż 40% | 6 lat |
| większe niż 40 – nie większe niż 50% | 7 lat |
| większe niż 50 – nie większe niż 100% | 15 lat | Korekta udziałem nakładów inwestycyjnych modernizacji – większym niż 0,5 i nie większym niż 1 (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1) |

**Przystąpienie instalacji zmodernizowanych do systemów FiT oraz FiP**

Projekt ustawy nie wprowadza znaczących zmian w procedurze przystąpienia wytwórcy energii elektrycznej, który planuje sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE, do systemu wsparcia taryf gwarantowanych lub dopłat do ceny rynkowej. Podobnie jak wytwórca energii elektrycznej z planowanej do uruchomienia instalacji składa on Prezesowi URE deklarację w zakresie wskazanym w art. 70b ust. 1 ustawy OZE. W przypadku instalacji zmodernizowanej dołącza do niej oświadczenie o udziale procentowym wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Następnie Prezes URE, w terminie 45 dni wydaje takiemu wytwórcy zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej (ust. 8).

Po zakończeniu modernizacji wytwórca powinien spełnić wymagania zawarte w art. 70b ust. 11b ustawy OZE, tj. przekazać odpowiednie oświadczenia lub inne wymagane dokumenty Prezesowi URE, Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz sprzedawcy zobowiązanemu albo wybranemu podmiotowi. Poza oświadczeniem o zakończeniu modernizacji potwierdzonym kopią stosownego dokumentu, o ile jego uzyskanie jest wymagane przepisami prawa, wytwórca powinien też przedstawić opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w  kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Tożsamy przepis w zakresie opinii jednostki akredytowanej przez PCA oraz oświadczenia potwierdzającego datę zakończenia modernizacji lub kopii dokumentu dla instalacji biorących udział w aukcjach wprowadzono w art. 83 ust. 1 pkt ustawy OZE 4.

Przesłanie oświadczeń lub dokumentów Prezesowi URE jest powiązane z fakultatywnym uprawnieniem Prezesa URE do przeprowadzenia ich kontroli, co będzie bezpośrednio przekładać się na  przejrzystość procesu przydzielania wsparcia i zastosowania udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji dla wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży albo też skróconego okresu wsparcia. W art. 84 ust. 1 ustawy dodano odwołanie do przywołanych przepisów, co pozwala Prezesowi URE na kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji.

W art. 70b ust. 16 ustawy określono, że wytwórca może złożyć deklarację o sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy nie wcześniej niż 24 miesiące przed zakończeniem korzystania z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda. Okres 24 miesięcy ma 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.

Projektowany art. 70c ust. 2a ustawy odnosi się do sytuacji zakupu energii przez sprzedawcę zobowiązanego ze zmodernizowanej instalacji OZE uczestniczącej w systemie taryf gwarantowanych. Przepis stanowi, że do ostatniego dnia miesiąca, w którym wytwórca dostarczy opinię jednostki akredytowanej przez PCA, potwierdzającą poziom modernizacji i pozwalającą na wyliczenie korekcji poziomu wsparcia, taki sprzedawca będzie stosował stałą cenę, o której mowa w art. 41 ust. 8.

Wprowadzenie art. 70e ust. 2a ustawy jest związane z obliczeniem skorygowanej stałej ceny zakupu w zależności od wyliczonego udziału nakładów inwestycyjnych na modernizację w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji OZE albo uwzględnienia zróżnicowanych okresów wsparcia. Zgodnie z jego brzmieniem, w przypadku instalacji zmodernizowanych o udziale nakładów przekraczającym 50% należy uwzględnić przeliczenie wynikające ze stopnia modernizacji oraz procent przepis art. 70e ust. 1 pkt 1 albo pkt 2. Dla przykładu, jeśli instalacja została zmodernizowana w 80%, to stała cena zakupu będzie wynosić dla niej 72% albo 76% ceny referencyjnej (80% stałej ceny zakupu z uwzględnieniem reguły 90% albo 95% procent).

Zmiany w art. 70f ustawy 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 większym lub równym 25 i nie większym niż 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 do 24 miesięcy przed zakończeniem korzystania z innego systemu wsparcia konieczne były również zmiany w art. 74 ustawy OZE. 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 ww. artykułu określono podział modernizacji instalacji OZE na dwie podstawowe grupy, tj. modernizację zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz w stosunku wyższym niż 50%. W pkt 4, w odniesieniu do zmodernizowanych instalacji OZE planowanych do uczestnictwa w systemie aukcyjnym utrzymano dotychczasową normę, stanowiącą, że modernizacja nie może oznaczać obniżenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub spadku ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Było to podyktowane podstawowym celem wprowadzanego systemu wsparcia, a mianowicie zwiększeniem lub utrzymaniem produkcji energii elektrycznej z OZE w istniejących instalacjach przy optymalizacji kosztów ekonomicznych i środowiskowych. Obowiązek ten ograniczono przy tym wyłącznie do instalacji zmodernizowanych, które biorą udział w aukcjach. Zarówno w przypadku konwersji instalacji OZE i jednostek wytwórczych niebędących instalacjami OZE na instalacje OZE oraz modernizacji instalacji zamierzających skorzystać z systemów FIT/FIP zmniejszenie mocy jest dopuszczalne.

W pkt 3 tego samego ustępu określono zamknięty katalog technologiczno-paliwowy zmodernizowanych instalacji kwalifikujących się do systemu wsparcia. W aukcjach będą mogły wziąć udział zmodernizowane instalacje, które wykorzystują wyłącznie biogaz rolniczy, albo wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo wyłącznie biogaz inny, albo wyłącznie hydroenergię, jeśli moc zainstalowana tej elektrowni wodnej nie przekracza 5 MW, albo biomasę (w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego lub układzie hybrydowym), albo odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14 (w instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji).

To ostatnie zastrzeżenie jest wynikiem uwzględnienia motywu 86 komunikatu Komisji *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.* (2022/C 80/01) (Dz. Urz. UE C 80 z 18.02.2022, str. 1, dalej: „CEEAG”), który stanowi, iż pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 74 ust. 2a ustawy przedstawia szeroki katalog kosztów, który zostanie szczegółowo rozwinięty w rozporządzeniu wydanym na podstawie upoważnienia ustawowego zawartego w ust. 9. Ustępy 2b-2f to przepisy regulujące wyliczenie stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży dla instalacji zmodernizowanych przy uwzględnieniu udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

W art. 74 ust. 3 ustawy 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.

**Przystąpienie instalacji modernizowanej do aukcji**

Projekt ustawy stanowi, że wytwórca energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który zamierza przystąpić do aukcji, może uzyskać od Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji (art. 74 ust. 7 ustawy OZE) tylko i wyłącznie, gdy instalacja nie korzysta już z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda lub do dnia, kiedy ten warunek zostanie spełniony, pozostało mniej niż 24 miesiące (pkt 1), w ramach modernizacji zostaną poniesione koszty nie mniejsze niż 25% kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji, moc instalacji lub jej zdolność wytwórcza nie ulegną zmniejszeniu, a instalacja będzie korzystała z zawężonego katalogu technologii (pkt 2), rozpoczęcie modernizacji nastąpi po zamknięciu sesji aukcji (pkt 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 ustawy OZE 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.

We wprowadzeniu do wyliczenia w art. 74 ust. 9 ustawy OZE zaproponowano zmiany mające na celu doprecyzowanie podstawowych informacji, które powinny znaleźć się w rozporządzeniu określającym katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Nowe brzmienie przepisu wskazuje, że koszty mają odnosić się do mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz należy je wskazać oddzielnie w podziale na rodzaje instalacji oraz przeliczyć je na 1 MW zmodernizowanej instalacji OZE. Wskazano też zawężony katalog technologii, które mają prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

W art. 79 ust. 3 ustawy wprowadzono pkt 5b stanowiący, że w przypadku instalacji planowanej do modernizacji wytwórca będący uczestnikiem aukcji załącza do oferty załącza informację o udziale wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Ma to pozwolić ministrowi właściwemu do spraw klimatu i środowiska oraz regulatorowi na określenie kosztów funkcjonowania systemu wsparcia w kolejnych latach.

* 1. **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. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji ponoszą koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Jest to nowy system wsparcia, dedykowany dla elektrowni wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biomasowych (obejmujących dedykowane instalacjach spalania biomasy, układy hybrydowe i dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego), biogazowych oraz wykorzystujących odpady (instalacje termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji) w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW przewiduje się konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje, co wiąże się ze spełnieniem wymagań zawartych w CEEAG*.* Oferty w aukcjach 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 (podobny do funkcjonującego obecnie mechanizmu *feed-in-premium* – FiP) przy sprzedaży niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii wybranemu podmiotowi. Ustawodawca nie zakłada mechanizmu wsparcia w postaci taryf gwarantowanych, wychodząc z założenia, że system wsparcia operacyjnego przewidziany jest dla podmiotów długo obecnych na rynku energii, które nie potrzebują dodatkowych przepisów ułatwiających funkcjonowanie na rynku energii.

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW uczestniczący w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego otrzymuje wsparcie maksymalnie przez rok kalendarzowy, tj. od 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.

***Vacatio legis* dla systemu wsparcia operacyjnego**

Biorąc pod uwagę bardzo wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii w drugiej połowie 2022 roku (produkt BASE osiągnął w sierpniu poziom 1390,76 zł / 1 MWh, a kontrakty terminowe na kolejne lata są zawierane na poziomie ok. 1500 zł / 1 MWh), projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis dla systemu wsparcia operacyjnego do 1 lipca 2025 roku. Taki termin pozwoli na przeprowadzenie procedury notyfikacyjnej przy jednoczesnym monitorowaniu sytuacji rynkowej. W powyższym terminie w życie powinny wejść również przepisy wykonawcze do systemu wsparcia operacyjnego a więc pierwsze rozporządzenie ustalające operacyjną cenę referencyjną na podstawie art. 83g ust. 1. Pozwoli to na przeprowadzenie pierwszych aukcji na wsparcie operacyjne jeszcze w 2025 roku oraz uzyskanie prawa do pokrycia salda ujemnego na podstawie wygranej oferty w aukcjach na wsparcie operacyjne w 2026 roku.

W przypadku spadku cen energii i ryzyka wyjścia z systemu instalacji OZE o znaczącym pozytywnym wpływie na krajowy system elektroenergetyczny, a jednocześnie kosztach operacyjnych przekraczających przychody z rynku energii, ustawodawca może dostosować vacatio legis do nowej sytuacji.

**Okres przysługiwania prawa do wsparcia operacyjnego**

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2034 r. na zasadzie kontraktu różnicowego (nowy art. 70j ust. 3 ustawy). Ostateczny termin przysługiwania prawa do wsparcia został ustalony przy uwzględnieniu przepisów pkt 70 CEEAG: *„Komisja zatwierdzi środki na podstawie niniejszych wytycznych na okres maksymalnie 10 lat, choć w niektórych przypadkach może to być dalej ograniczone (zob. pkt 76). Jeżeli państwo członkowskie pragnie przedłużyć okres obowiązywania środka poza ten maksymalny okres, może ponownie zgłosić środek. (…).”.*

**Stała cena zakupu we wsparciu operacyjnym**

Dodawane przepisy artykułów 70g-70j do ustawy OZE regulują zasady uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Art. 70g, opierając się o dzisiejsze przepisy art. 70a ust. 1 i 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. Do katalogu instalacji objętych systemem wsparcia dołączono również instalację termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. To ostatnie zastrzeżenie związane jest z wymogiem opisanym w motywie 86. CEEAG*: „Pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji*.”.

**Wejście instalacji do systemu wsparcia operacyjnego**

W projektowanym art. 70h ustawy OZE uregulowano, jakie formalne kroki musi przejść wytwórca, by móc sprzedawać energię po stałej cenie zakupu wyliczonej w stosunku do referencyjnej ceny operacyjnej. Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia do Prezesa URE deklaracji, która jest uregulowana w art. 70h ust. 1-4. W zakresie informacji zawartych w deklaracji jest to deklaracja tożsama do tej z art. 70b z zastrzeżeniem, że wytwórca nie przekazuje informacji o sprzedawcy zobowiązanym, ponieważ w systemie wsparcia operacyjnego wytwórca, jako profesjonalny podmiot działający od dłuższego czasu na rynku energii, jest zobowiązany do wyboru własnego sprzedawcy.

Dodawane art. 70h ust. 2-3 regulują tryb złożenia i zakres deklaracji 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.

Dodatkowo, w ust. 3 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.

Należy tu zaznaczyć, że wytwórca nie ma możliwości powtórnego złożenia deklaracji po upływie okresu wsparcia w systemie wsparcia operacyjnego. Nie może więc powtórnie wejść do systemu, ma jednak prawo modyfikacji deklaracji. Wytwórca, wychodząc z systemu, powinien zakładać, że będzie mógł pokrywać koszty operacyjne z rynkowych przychodów ze sprzedaży energii. Może też zdecydować się na modernizację swojej jednostki wytwórczej z OZE, co pozwoli mu zgłosić instalację do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

Do opisanej powyżej deklaracji wytwórca dołącza oświadczenia (ust. 4): o dniu zakończenia uczestnictwa w innych systemach wsparcia (pkt 1), o tym, że nie będzie otrzymywał wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy oraz uczestniczył w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (pkt 2), zobowiązanie do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w 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. 70h ust. 8 stanowi, iż wytwórca, który uzyskał zaświadczenie na okres krótszy niż 10 lat lub skrócił ten okres zmieniając deklarację, nie może złożyć kolejnej deklaracji. Celem tego przepisu jest zapobiegać wchodzeniu i wychodzeniu z sytemu według chwilowego, partykularnego interesu wytwórcy, co będzie tworzyło nadwymiarowe obciążenia administracyjne dla regulatora oraz operatora rozliczeń. Wytwórca, jak podmiot o wieloletniej obecności na rynku energii musi podjąć decyzję co do uczestnictwa w systemie zapewniającym mu rentowność albo trwale z niego wyjść w sytuacji, gdy tego wsparcia już nie potrzebuje.

Projektowany art. 70i ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów dla wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji OZE, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego (ust. 2). Wskazane w tym rozporządzeniu wartości, obok ryzyka niezbilansowania produkcji energii z instalacji OZE w krajowym systemu elektroenergetycznego (ust. 1), są przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

Wysokość stałej ceny zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz maksymalny okres wsparcia i planowany termin zakończenia systemu wsparcia operacyjnego są wskazane w projektowanym art. 70j ustawy. Wytwórcom w systemie wsparcia operacyjnego, którzy nie uczestniczą w aukcjach, przysługuje 90% referencyjnej ceny operacyjnej ustalonej na dany rok kalendarzowy. Oznacza to, że stała cena zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW nie jest ustalona jednokrotnie na 10-letni okres prawa do wsparcia lecz może być zmieniana w trakcie tego okresu w związku z wydaniem nowego rozporządzenia z art. 83g ust. 1 ustawy. Referencyjna cena operacyjna nie podlega waloryzacji.

**Udział w aukcjach na wsparcie operacyjne**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW może przystąpić do aukcji w ramach systemu wsparcia operacyjnego (art. 83b ustawy). Katalog technologii dopuszczonych do aukcji jest podobny jak w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, a więc do biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, oczyszczalni ścieków, innego biogazu oraz hydroenergii i biomasy, z uwzględnieniem układów hybrydowych, jej współspalania w  dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Aukcje ogłaszane są przez Prezesa URE co najmniej 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 ustawy).

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.

W art. 83d ust. 5 uregulowano tzw. koszyki aukcyjne, oraz to, że aukcje w ramach systemu wsparcia operacyjnego przeprowadza się odrębnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie:

1. biogaz rolniczy (np. 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 w wysokosprawnej kogeneracji oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowe, np.(art. 83g ust. 4 pkt 14-23),
3. hydroenergię o mocy nie większej niż 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 w dniu 10 grudnia 2026 roku, wsparcie dla wytwórców, którzy złożyli zwycięskie oferty będzie przysługiwać w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2027 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 ustawy).

Z obowiązkami sprawozdawczymi wytwórców, których instalacje uczestniczą w systemie wsparcia operacyjnego, wiążą się również zmiany redakcyjne w art. 93. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii uczestniczący w systemie wsparcia operacyjnego (zarówno w oparciu o stałą cenę zakupu jak i otrzymujący wsparcie na mocy zwycięskiej oferty), jest 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 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego w oparciu o pokrycie salda ujemnego lub zwrot salda dodatniego wymagało też stosownych zmian w art. 93 ust. 9 ustawy 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 ustawy).

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

Projektowany art. 83g ust. 1-3 ustawy reguluje kwestię rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej. W ust. 2 wyszczególniono katalog kosztów branych pod uwagę przy wydawaniu rozporządzenia. Uwzględniono w nim szeroki katalog kosztów operacyjnych, który uwzględnia koszty typowe dla technologii wspieranych w przedmiotowym systemie wsparcia, m.in. koszty nadzoru biologiczno-technicznego przy wytwarzaniu biogazu (pod tym pojęciem w szczególności mieszczą się koszty usług związanych z procesem ustalania oraz stabilizacji efektywności produkcji biogazu, tj. m.in.: audytów wstępnych i okresowych instalacji, badań laboratoryjnych substratów do biogazowni i pofermentu, szkoleń z zakresu obsługi badań laboratoryjnych, doradztwa w zakresie prowadzenia procesu biologicznego, nadzoru jednostek kogeneracyjnych, serwisu urządzeń, badań uzysku biogazu i inne), koszty zagospodarowania pofermentu czy popiołu oraz koszty monitoringu środowiskowego. W ust. 3 określono podział technologiczno-mocowy na odrębne grupy, dla których zostanie wyznaczona cena referencyjna.

Ww. rozporządzenie jest rozporządzeniem bezterminowym. Jednakże, aby zagwarantować aktualność ceny operacyjnej i adekwatność regulacji do zmieniających się potrzeb i realiów minister właściwy do spraw klimatu co roku  przeprowadza analizę dotyczącą kosztów operacyjnych funkcjonowania instalacji OZE we wspieranych w tym systemie technologiach (art. 83g ust. 5). Jeśli z analizy wynika, iż doszło do zmiany kosztów, o których mowa w ust. 2, minister wydaje nowe rozporządzenie. 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.

**Zobowiązania wytwórcy oraz kompetencje kontrolne Prezesa URE**

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE, składając ofertę w aukcji, zobowiązuje się do wytwarzania i sprzedaży objętego ofertą wolumenu energii elektrycznej w kolejnym roku kalendarzowym rozpoczynając sprzedaż tej energii elektrycznej w pierwszych 30 dniach roku, następującego po roku zamknięcia sesji aukcji, w której złożono zwycięską ofertę (art. 83h ust. 3 pkt 5 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego wymagało również poszerzenia kompetencji kontrolnych Prezesa URE w odniesieniu do instalacji OZE korzystających z tego wsparcia. I tak, w zakresie upoważnienia do kontroli Prezesa URE w ustawie OZE w art. 84 ust. 1, art. 87 i w art. 88 ust. 1 dodano odwołanie do oświadczenia wskazanego w art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7.

Z racji objęcia systemem wsparcia operacyjnego instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji konieczne było uwzględnienie stosownych odwołań w art. 93a ustawy. Regulują one kwestie przedłożenia Prezesowi URE opinii akredytowanej jednostki dotyczącej zasadności uznania danej instalacji za działającą w wysokosprawnej kogeneracji, ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza nimi oraz uwzględniania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w pokryciu przyszłego ujemnego salda przez operatora systemu rozliczeń energii odnawialnej. Z tym ostatnim wiążą się również zmiany redakcyjne we wzorze określonym w art. 93a ust. 4 ustawy.

System wsparcia operacyjnego został również uwzględniony w art. 168 regulującym przesłanki wymierzenia kary finansowej. W ust. 15 uregulowano sankcje dotyczące niedotrzymania obowiązku dostarczenia co najmniej 85% wolumenu energii zadeklarowanej w ofercie złożonej w aukcji na wsparcie operacyjne. To z kolei wymagało zmian w art. 170 ust. 6 pkt 2 ustawy przez wprowadzenie do ustawy wzoru dla wyliczenia wysokości kary pieniężnej dla wytwórców korzystających ze wsparcia operacyjnego.

1. **Hybrydowe instalacje OZE**

**Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz mocy zainstalowanej**

W projekcie zaproponowano zmianę definicji „hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii” oraz „mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii”.

Proponowana modyfikacja stanowi efekt uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych. Zmiana zapewni istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. W szczególności, istotne jest stabilizowanie, już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. Taki obowiązek w sposób znaczny wpłynie także na rozwój sektora magazynowania energii. Tworzenie regulacji prawnych mających na celu wzrost znaczenia magazynów energii nie tylko sprzyja bezpieczeństwu sieci elektroenergetycznej, ale też zachęca do stałego rozwoju tej technologii. W efekcie tego spodziewać się należy wzrostu efektywności pracy tych magazynów, co bezpośrednio przełoży się na popularność ich stosowania i spadek kosztów. Ma to szczególne znaczenie nie tylko dla dużych instalacji odnawialnego źródła energii, ale również dla mikroinstalacji. Tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie autokonsumpcji energii odnawialnej. Dodatkowo, projektodawca dopuścił możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci do magazynu energii, będącego częścią instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE pod warunkiem zastosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego. To rozwiązanie powinno przyczynić się do stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej.

Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła wskazano urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.

Co istotne instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.

1. **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 zmiany 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.

Wprowadzono także zmiany o charakterze porządkującym i redakcyjnym do obowiązujących przepisów.

**Sposób wyliczania ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną**

Zmiany zaproponowane przez projektodawcę w zakresie art. 39 ust. 7 i 39a ust. 7 w służą ujednoliceniu wskazanych w tych przepisach oznaczeń oraz rozwiązaniu wątpliwości w zakresie sposobu wyliczenia ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji oze. Tym samym uszczegółowiono, że korekta pomocy inwestycyjnej obowiązuje w odniesieniu do wsparcia w postaci stałej ceny zakupu lub wypłaty ujemnego salda, wypłacanego w kolejnych okresach rozliczeniowych począwszy od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej.

Dotychczasowe przepisy określające sposób wyliczania ceny skorygowanej w art. 39 ust 7 w części definiującej oznaczenie Csn wskazywały, że nowa cena skorygowana obowiązuje od miesiąca złożenia deklaracji, pod czas gdy oznaczenie Cs, wskazywało odniesienie do oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej. Pomimo, że oznaczenie Cs mieści się w oznaczeniu Csn, to dotychczasowe brzmienie mogło prowadzić do wątpliwości w interpretacji i w stosowaniu tych przepisów.

**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. Wskazane przepisy były dotychczas zawieszone na mocy art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524), do czasu uzyskania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Zaproponowana zmiana związana 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.

**Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców – art. 83 ust. 5**

Zidentyfikowane zostały problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemu FIT/FIP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców będących uczestnikami aukcji, zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, a w przypadku wytwórców uczestniczących w systemie FIT/FIP - zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d ustawy OZE, z powodów przez nich niezawinionych.

Wśród instalacji wchodzących do systemów wsparcia OZE miały miejsce przypadki, w których nie dotrzymano ww. terminów z powodu awarii w obrębie instalacji lub przyłączenia, wywołanych m.in. niekorzystnymi zjawiskami atmosferycznymi, wskutek których doszło do zniszczeń poszczególnych elementów jednostek wytwórczych.

W tych przypadkach pozostałe przesłanki formalne, warunkujące uzyskanie przez wytwórcę prawa do wypłaty ujemnego salda zostały spełnione, tj. w szczególności przed terminem realizacji zobowiązań, o których mowa w ww. przepisach, wytwórcy uzyskali koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach OZE lub wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

Ponadto, w powyższych przypadkach operator sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operator sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej potwierdził wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przed terminem sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego lub terminem zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemu FIT/FIP. Należy jednocześnie wyraźnie podkreślić, że mowa tu o przypadkach, w których energia ta była przedmiotem transakcji rynkowej (stanowiąc zarazem potwierdzenie gotowości instalacji do jej wytwarzania), nie zaś sprzedażą po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub wytworzeniem w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d ustawy OZE.

Mając na uwadze dotychczas stosowany charakter sankcji wobec braku terminowego dotrzymania przedmiotowych zobowiązań, należy wskazać, że w opinii projektodawcy, w przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia tychże terminów, przewidywane przez ustawę OZE konsekwencje mogą być zbyt surowe. Tym samym, w odniesieniu do wytwórców, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki (poza zachowaniem wskazanych terminów ustawowych) do tego, aby otrzymywać wsparcie OZE, proponuje się przepis wprowadzający przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie tego typu przypadków i umożliwiający kwalifikowanie pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenie, po ustaniu skutków niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym. Proponowany przepis daje jednocześnie większą elastyczność Prezesowi URE w rozpatrywaniu indywidualnych przypadków w omawianym zakresie.

**Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego**

Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FIT/FIP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.

Proponowana możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji OZE o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) będzie korzystna dla wytwórców, którym umożliwi to zdobywanie doświadczenia poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, art. 82 ust. 1a, art. 83 ust. 1a, art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz art. 94 ust. 1.

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

Kolejna zmiana zaproponowana w projekcie ustawy z inicjatywy Prezesa URE dotyczy 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.

**Rezygnacja z delegacji do określenia przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw klimatu, kolejności przeprowadzania aukcji**

Doświadczenia systemu aukcyjnego wskazują, że przedmiotowa norma jest nadmiarowa i zbędna. Zgodnie bowiem z art. 77a ustawy OZE, przed ogłoszeniem aukcji Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu projekt harmonogramu przeprowadzenia aukcji w danym roku kalendarzowym obejmujący planowane terminy przeprowadzenia aukcji oraz ilości i wartości oferowanej energii w poszczególnych aukcjach. Następnie Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw klimatu harmonogram, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jego przekazania. Z kolei w przypadku nieprzedstawienia przez ministra właściwego do spraw klimatu uwag do projektu harmonogramu w terminie, o którym mowa w ust. 2, uznaje się projekt harmonogramu za uzgodniony. Dodatkowo należy wskazać, że w obliczu planowanej ewolucji systemu aukcyjnego (wdrożenia aukcji dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego) przedmiotowa delegacja może wprowadzać niepotrzebne trudności i chaos.

W tym stanie rzeczy zasadne jest uchylenie przepisu ustanawiającego delegację do wydania rozporządzenia określającego kolejność przeprowadzania aukcji.

**Uporządkowanie przepisów w zakresie uprawnień kontrolnych Prezesa URE**

Projekt ustawy dokonuje również zmian w zakresie uprawnień Prezesa URE do przeprowadzania kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazywanych informacji oraz składanych oświadczeń przez poszczególnych wytwórców objętych mechanizmami wsparcia oferowanymi w ramach ustawy. Art. 87 i 88 ustawy uzupełniono o oświadczenie składane przez wytwórcę energii elektrycznej z OZE, o którym mowa w art. 72a ust. 2, które w dotychczasowych przepisach ustawy zostały pominięte stanowiąc niespójność z 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.

Wprowadzono również zmianę w art. 100 ust. 2 skreślając wyrazy "oraz Prezesowi URE" we wstępie do wyliczenia. Zmiana ma na celu zmniejszenie obciążeń administracyjnych po stronie OSD. Dotychczas OSD miało obowiązek przesyłania zestawień na podstawie prognoz zużycia energii elektrycznej oraz zestawień na postawie rzeczywistych wskazań liczników, zarówno operatorowi systemu przesyłowego jak i Prezesowi URE. W przypadku "dużych" operatorów zmiana istotnie wpłynie na zmniejszenie kosztów operacyjnych będących podstawą kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

**Zmiany w rozdziale 6 dotyczącym informacji statystycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych**

Uchylane art. 126 i 127 wdrożyły przepisy nie obowiązującej już dyrektywy 2009/28/WE nakładającej na państwa członkowskie obowiązki sprawozdawcze w zakresie krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Pierwszy Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został przyjęty w 2010 r. i określał działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r. Obecnie, podstawą prawną dla kontynuacji działań sprawozdawczych państw członkowskich dot. informacji statycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych jest rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.

Na tej podstawie państwa członkowskie UE zostały zobowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu (tzw. KPEIK), a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. W związku z tym, konieczne jest uchylenie art. 126 i 127, które określały obowiązki do 2020 r. oraz ustanowienie przepisów wskazujących na KPEIK jako źródło dla określenia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Jednocześnie, w celu zapewnienia realizacji działań sprawozdawczych wynikających z w/w przepisów UE wprowadza się art. 127a i 127b.

**Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla energii elektrycznej z biomasy**

Ponadto, w celu implementacji przepisów art. 29 Dyrektywy RED II, projektodawca określa, że do celów wyliczania udziału energii ze źródeł odnawialnych, energia elektryczna z biomasy zaliczana jest tylko wtedy, gdy biomasa ta spełnia określone warunki, tj. wymienione w art. 129 ust. 4 ustawy OZE:

* jest ona wytwarzana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW,
* w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami,
* w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36 %,
* jest ona wytwarzana z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO2 z biomasy.

Powyższe rozwiązanie oznacza, że zgodnie z przepisami dyrektywy RED II, po grudniu 2021 r. nie jest możliwe przyznawanie wsparcia dla wskazanej w przepisie energii elektrycznej z biomasy. Z tego też powodu, w ocenie projektodawcy, wprowadzenie ww. przepisu jest konieczne.

**Zmiana brzmienia art. 135 ustawy OZE**

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

**Rezygnacja z dodatkowych wymagań warunkujących uzyskanie certyfikatu instalatora OZE**

W projekcie ustawy, we współpracy z Prezesem Urzędu Dozoru Technicznego (dalej: UDT), zaproponowano rezygnację z dodatkowych wymagań warunkujących uzyskanie certyfikatu instalatora określonych w art. 136 ust. 3 pkt 1 lit. b-d oraz e ustawy OZE. Egzamin dla kandydatów na certyfikowanych instalatorów obejmuje sprawdzenie pełnego zakresu ich wiedzy teoretycznej i umiejętności praktycznych niezbędnych do wykonywania czynności w sposób kompetentny, bezpieczny oraz zgodny z aktualnie obowiązującymi przepisami prawa  
i dokumentami odniesienia. W związku z powyższym, stosowanie dodatkowych wymagań  
wobec instalatorów, którzy złożyli egzaminy z wynikiem pozytywnym, jest  
nieuzasadnione.

**Aktualizacja przepisu art. 136 ust. 4 ustawy ws. zasad wydawania certyfikatu instalatora odnawialnych źródeł energii.**

Aktualizacja została przygotowana w oparciu o doświadczenia zebrane w procesie wydawania certyfikatów instalatorów OZE oraz prac Komitetu Odwoławczego działającego przy Prezesie UDT na podstawie art. 154 ustawy OZE. Ograniczenie uproszczonej certyfikacji osób mogących nie spełniać kryteriów aktualnej wiedzy w danej dziedzinie ze względu na długi okres pomiędzy uzyskaniem dyplomu studiów a wnioskiem o status instalatora OZE powinno być dopuszczalne, ale pod warunkiem, że nie będzie mieć ono postaci sztywnego terminu (daty), lecz będzie zrelatywizowane do czasu, jaki upłynął od momentu uzyskania tego dyplomu do chwili złożenia wniosku o certyfikat. Jednocześnie, podobnie jak w przypadku instalatora OZE, który ubiega się o przedłużenie ważności certyfikatu, dopuszcza się możliwość uzyskania certyfikatu w procedurze uproszczonej po 5 latach od uzyskania dyplomu zawodowego lub wyższej uczelni pod warunkiem odbycia szkolenia przypominającego.

**Uzupełnienie przepisu art. 156 ustawy OZE**

Komitet Odwoławczy przy Prezes UDT, na podstawie art. 155 ustawy OZE rozpatruje odwołania instalatorów OZE od decyzji Prezesa UDT w przypadku: odmowy wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu, odmowy przedłużenia ważności certyfikatu, odmowy udzielenia akredytacji albo cofnięcia akredytacji. Komitet Odwoławczy, na podstawie art. 156 może stwierdzić zasadność odwołania i przekazać sprawę Prezesowi UDT do ponownego rozpoznania albo oddalić odwołanie. Uzupełnienie przepisu art. 156 o ustęp trzeci ma na celu dookreślenie ścieżki odwoławczej od decyzji Prezesa UDT po ponownym rozpoznaniu przez niego sprawy na podstawie art. 156 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE.

**Przepisy dotyczące kar pieniężnych**

Dodano również art. 170 ust. 2a i 2b ustawy OZE, z których wynika, że Prezes URE może nałożyć na podmiot karę pieniężną w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1, w wysokości nieprzekraczającej 2 000 zł, jeśli w poprzednim roku jego przychód nie przekraczał kwoty 500 000 zł. Jeśli natomiast nie można ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód osiągnięty przez ten podmiot. Dotychczas nie było możliwe nałożenie kary za nieprzestrzeganie tego obowiązku w przypadku, gdy podmiot nie osiągnął w ostatnim roku przychodów przekraczających 500 000 zł. Wprowadzona zmiana zapobiegnie lub ograniczy możliwość unikania odpowiedzialności przez przedsiębiorców.

W art. 170 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE przewidziano karę pieniężną w wysokości 1 000 zł za wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzanie biometanu z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14a ustawy OZE) oraz za nieprzekazywanie w terminie Prezesowi URE informacji lub przekazywanie nieprawdziwych informacji (art. 168 pkt 16a ustawy).

Przepisem art. 170 ust. 7 ustawy OZE zwiększono karę pieniężną za popełnienie deliktu administracyjnego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 (nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego) - z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

**Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie**

Z uwagi na zaobserwowane wątpliwości interpretacyjne stosowania przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym, proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.

W opinii projektodawcy, zmienna „Cs” występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł/MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy.

Jednocześnie do obliczania kary konieczne jest uwzględnienie waloryzacji tej ceny średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeśli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna zasada winna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej - zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.

Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.

Jednocześnie dostrzeżono faktyczny problem związany z obliczeniem wymiaru kary dla okresu rozliczeniowego, uwzględniając fakt, że ceny stanowiące podstawę do obliczenia tej kary dla każdego roku mogą być inne.

**Inne zmiany dotyczące kar pieniężnych**

Projekt przewiduje zwiększenie kary pieniężnej za popełnienie deliktu administracyjnego za nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 ustawy - z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

Z drugiej strony, dokonano zmian w kierunku złagodzenia odpowiedzialności za nieprzestrzeganie obowiązku odbioru biogazu lub biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 118 ustawy. Jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary za to naruszenie nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy. Tym samym obniżono dolną granicę kary usuwając jej minimalny wymiar 1%. W przypadku bowiem dużego operatora minimalna kara w wysokości 1% przychodu jest niewspółmiernie wysoka w stosunku do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku.

Inną korzystną zmianą jest modyfikacja art. 174 ust. 2 ustawy dopuszczająca możliwość odstąpienia od wymierzenia kary nawet w przypadku, gdy podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek po tym, jak organ powziął o tym naruszeniu wiadomość. Przepis ten w dotychczasowym brzmieniu zawężał możliwość stosowania odstąpienia od wymierzenia kary, w szczególności wobec obligatoryjnej przesłanki zaprzestania naruszania prawa lub zrealizowania obowiązku, do momentu powzięcia o tym fakcie wiadomości przez Prezesa URE. Zmieniony przepis odpowiada analogicznej regulacji zawartej w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne.

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

Z uwagi na zmianę art. 62 zawierającego delegację dla ministra do spraw klimatu do wydania rozporządzenia ws. 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.

**Zmiana brzmienia art. 217 ustawy**

Dla potrzeb właściwej implementacji przepisów artykułu 6 ust. 4 dyrektywy RED II, niezbędna jest zmiana przepisu zobowiązującego Radę Ministrów do przygotowania przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwarzanie biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii. W tym celu, w art. 217 ustawy zmienianej w art. 1, wydłużono okres dokonywania przeglądu z trzech do 5 lat. Ponadto zawarto wymaganie, aby przegląd obejmował skutki dystrybucyjne, rozumiane jako ich wpływ na poszczególne sektory gospodarki, różnych grup odbiorców (konsumentów) i wytwórców energii oraz ewentualne inne skutki mające wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne, inwestycje funkcjonujące lub planowane albo też inne podmioty w łańcuchu dostaw energii.

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

**Dokumenty strategiczne: PEP2040 i KPEiK**

Niniejszy projekt ustawy wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 2 do art. 15a oraz dodanie art. 15ab. Dodanie ust. 2 do 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,* 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. Wprowadzany do ustawy – *Prawo energetyczne,* art. 15ab, ma na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem ww. obowiązków, tj. wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu, jego projektu oraz sprawozdawczość.

**Korekty legislacyjne regulacji związanych z ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376)**

W niniejszym projekcie dokonano korekt zidentyfikowanych usterek o charakterze legislacyjnych w przedmiotowej ustawie, które obejmują poprawienie odesłań oraz niewłaściwie zaprojektowanych zmian w przepisach oczekujących. W tym celu projekt wprowadza odpowiednie zmiany w:

* art. 11y ust. 1 pkt 8, art. 11zb ust. 6 oraz art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne;
* art. 5 pkt 2 ustawy z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376);
* art. 7 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093, z późn. zm.).

**Zgodność z Krajowym Planem Odbudowy i Zwiększania Odporności**

Projekt niniejszej ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw realizuje Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „**Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii**” w zakresie kamienia milowego – B22G „**Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE**”. Wskazany kamień milowy jest realizowany przedmiotowym projektem ustawy w sposób częściowy. Wprowadzane rozwiązania wychodzą naprzeciw wymaganiom znajdującym się w opisie ww. kamienia milowego poprzez zmianę zasad funkcjonowania klastrów energii (lepsze warunki do powoływania takich podmiotów, wprowadzenie zasad, definicji lub pojęć dotyczących zakresu, umów, przedmiotu działania klastra energii, rejestru klastra energii czy współpracy poszczególnych członków z operatorami systemów) oraz wprowadzenie przepisów regulujących zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biometanu.

Tym samym, w opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wprowadzane przepisy są wyczerpujące, aby zminimalizować ryzyko ewentualnych wątpliwości formułowanych przez Komisję Europejską na etapie ich weryfikacji.

**Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy**

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w pierwszym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego vacatio legis.

**Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców**

Z uwagi na przedmiot regulacji, ustawa będzie w mniejszym stopniu wpływać na mikroprzedsiębiorców, a w większym na działalność małych i średnich przedsiębiorców. Przewidywany wpływ został opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

**Notyfikacja**

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie 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.

1. Rozumiany jako agregator, zgodnie z definicją zawartą w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr UC74). [↑](#footnote-ref-1)