

Uzasadnienie

1. POTRZEBA I CEL WYDANIA USTAWY

Celem projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanego dalej „projektem ustawy” jest wdrożenie części przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652¹, zwaną dalej „dyrektywą RED III”.

W rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/19992 (Europejskie prawo o klimacie) ustanowiono cel neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 r., a także pośredni cel ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 r. Osiągnięcie unijnego celu neutralności klimatycznej wymaga sprawiedliwej transformacji energetycznej, wzmocnienia efektywności energetycznej i znacznego zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych, zwanych dalej „OZE”, w końcowym zużyciu energii brutto. Biorąc pod uwagę, że sektor energetyczny obecnie odpowiada za ponad 75% całkowitych emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej, energia odnawialna odgrywa kluczową rolę w realizacji ww. celów.

W dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych³, zwaną dalej „dyrektywą 2018/2001”, ustanowiono wiążący ogólny cel unijny dotyczący zapewnienia, aby udział energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej w końcowym zużyciu energii brutto wynosił co najmniej 32% do 2030 r. Sytuacja międzynarodowa spowodowana inwazją Rosji na Ukrainę, skutkami pandemii COVID-19, a także obecny kryzys energetyczny na Bliskim Wschodzie doprowadziły do gwałtownego wzrostu cen różnych nośników energii w całej Unii Europejskiej, co uwypukliło potrzebę szybszego zwiększenia efektywności energetycznej i większego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Unii. W tym kontekście nieodzownym stało się zdynamizowanie procesu stopniowego uniezależniania się Unii Europejskiej od paliw kopalnych poprzez zwiększenie dostępności przystępnej cenowo, bezpiecznej i zrównoważonej energii.

Dyrektywa RED III przewiduje konieczność zwiększenia ogólnego udziału energii z OZE do 42,5% w końcowym zużyciu energii brutto w Unii Europejskiej do 2030 r. Poza tym obowiązkowym poziomem państwa członkowskie powinny dążyć do wspólnego osiągnięcia ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej na poziomie 45% zgodnie z planem REPowerEU (cel nieobowiązkowy).

¹ Dz. Urz. UE L z 31.10.2023.

² Dz. U. L 243 z 9.7.2021, s. 1.

³ Dz. U. L 328 z 21.12.2018, s. 82.

Dyrektywa RED III wyznacza cele sektorowe, tj.:

- 1) cel w transporcie – 29% udziału energii z OZE w finalnym zużyciu energii lub 14,5% redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych oraz podcel 5,5% zaawansowanych biopaliw i paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO), w tym wodoru;
- 2) cel w przemyśle – coroczny wzrost wykorzystania OZE o 1,6% oraz wymóg, aby do 2030 r. 42% wodoru w przemyśle pochodziło z OZE;
- 3) cel w budownictwie – co najmniej 49% udziału energii z OZE w zużyciu energii w budynkach do 2030 r. (głównie systemy grzewcze/chłodnicze).

Jednym z podstawowych filarów nowych ram prawnych wprowadzonych dyrektywą RED III jest przyspieszenie procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w zakresie instalacji OZE. Elementy tego filaru stanowią w szczególności:

- 1) wprowadzenie obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii, zwanych dalej „OPRO”, rozumianych jako określone miejsce lub obszar na lądzie, na morzu lub wodach śródlądowych, które państwo członkowskie wyznaczyło jako szczególnie odpowiednie do instalacji OZE;
- 2) określenie czasu trwania łącznie oraz niektórych z etapów (np. przyłączenie do sieci) procedury inwestycyjnej w zakresie danego rodzaju instalacji OZE;
- 3) zwolnienie z części obciążeń administracyjnych przy poszanowaniu zasady proporcjonalności, m.in. poprzez zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w przypadku przedsięwzięć nie oddziałujących znacząco na środowisko (do określonych progów mocy zainstalowanej elektrycznej) oraz w przypadku modernizacji instalacji OZE.

Przepisy niniejszego projektu wdrażają również szereg rozwiązań dyrektywy RED III w odniesieniu do sektora ciepłownictwa systemowego. Mając na uwadze, że proces transformacji energetycznej służący zmniejszeniu emisji CO₂ stanowi obecnie jeden z priorytetowych celów unijnej polityki klimatycznej, istotnym aspektem staje się wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie, wykorzystanie ciepła i chłodu odpadowego oraz zapewnienie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Duża część przepisów RED III w zakresie dotyczącym ciepłownictwa została już zaimplementowana do prawa krajowego. Jednakże w celu zapewnienia prawidłowej implementacji dyrektywy, niezbędne jest uchwalenie stosownych regulacji wprowadzających zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne” oraz w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą o OZE”, które nie znajdują odzwierciedlenia w polskim prawie oraz takich regulacji, które wymagały odpowiedniego doszczegółowienia bądź uzupełnienia.

Do innych, głównych rozwiązań zawartych w dyrektywie RED III należy w szczególności zaostrenie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy, stawiając na ochronę różnorodności biologicznej (zakaz pozyskiwania z lasów pierwotnych, torfowisk) i kaskadowe wykorzystanie drewna, co obejmuje m.in. niższe limity emisji gazów cieplarnianych (GHG) dla instalacji, obowiązkową certyfikację pochodzenia oraz ograniczenia w dotowaniu energii z

biomasy drzewnej, wsparcie dla innowacyjnych technologii oraz ułatwienia i skrócenie terminów na przyłączenie do sieci dla prosumentów energii odnawialnej.

2. OPIS I UZASADNIENIE WPROWADZANYCH ZMIAN

Projekt ustawy w zakresie wdrożenia dyrektywy RED III:

2.1	WYBRANE DEFINICJE	4
2.1.1	Biomasa leśna – art. 2 pkt 3aa ustawy o OZE.....	4
2.1.2	Ciepło odpadowe i chłód odpadowy – art. 2 pkt 4e ustawy o OZE.....	5
2.1.3	Drewno przemysłowe okrągłe – art. 2 pkt 7b ustawy o OZE	5
2.1.4	Energia dyfuzji – art. 2 pkt 9a ustawy o OZE	6
2.1.5	Innowacyjna technologia instalacji OZE – art. 2 pkt 12a ustawy o OZE	7
2.1.6	Drewno energetyczne – art. 2 pkt 7a ustawy o OZE	5
2.1.7	Pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną – art. 2 pkt 12a ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.....	8
2.2	PRZYSPIESZENIE PROCEDUR ADMINISTRACYJNYCH DOTYCZĄCYCH INWESTYCJI W ZAKRESIE INSTALACJI OZE	8
2.2.1	Ograniczenie procedury środowiskowej przy modyfikacji lub rozbudowie infrastruktury sieciowej.....	8
2.2.2	Wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV.....	8
2.2.3	Zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni.....	9
2.2.4	Skrócenie terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW	10
2.2.5	Wprowadzenie zasady milczącej zgody w odniesieniu do spełniania przez wnioski złożony w trakcie procedury administracyjnej wymagań formalnych.....	11
2.3	ZMIANY W ZAKRESIE CIEPŁOWNICTWA I CHŁODNICTWA	13
2.3.1	Zmiany w ustawie o OZE	13
2.3.2	Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne	14
2.4	ZMIANY W PRYZNAWANIU WSPARCIA DLA WYTWARZANIA ENERGII Z BIOMASY	17
2.4.1	Wyłączenie określonych sortymentów drewna z systemów wsparcia	17
2.4.2	Ograniczenie możliwości odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej	18
2.4.3	Zmiana przepisów dotyczących zasady kaskadowości.....	19
2.4.4	Zmiana przepisów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju i emisji gazów cieplarnianych	21
2.5	PROMOWANIE UMÓW SPRZEDAŻY ZAWIERANYCH BEZPOŚREDNIO POMIĘDZY WYTWÓRCĄ A ODBIORCĄ KOŃCOWYM (PPA)	23
2.5.1	Zmiana definicji umowy PPA.....	23
2.5.2	Zmiany w ustawie – Prawo zamówień publicznych	25
2.6	GWARANCJE POCHODZENIA	29
2.6.1	Gwarancje pochodzenia – zmiany w ustawie o OZE	29
2.6.2	Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne	34
2.6.3	Zmiany w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.....	34
2.7	ZMIANY WARUNKÓW I TRYBU WYDAWANIA CERTYFIKATÓW INSTALATOROM ORAZ AKREDYTOWANIA ORGANIZATORÓW SZKOLEŃ ...	35

2.7.1	Zmiany w ustawie o OZE.....	36
2.7.2	Zmiany w ustawie o dozorze technicznym	38
2.8	INNE OBSZARY	38
2.8.1	Promowanie przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych	38
2.8.2	Aktualizacja odnośników w innych ustawach.....	39
2.8.3	Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych	41
2.9	ZAGADNIENIA SPOZA WDROŻENIA DYREKTYWY RED III.....	41
2.9.1	Złagodzenie kary w przypadku pierwszego naruszenia obowiązku określonego dla wytwórcy biogazu rolniczego	41
2.9.2	Zmiany umożliwiające operatorowi rozliczeń energii odnawialnej dochodzenie nienależnie wypłaconego wsparcia.....	43
2.9.3	Rozszerzenie katalogu zabezpieczeń o gwarancje ubezpieczeniową.....	44
2.9.4	Zmiany w zakresie korzystania z systemów wsparcia przez instalacje przyłączone w trybie <i>cabl pooling</i>	45
2.10	PRZEPISY PRZEJŚCIOWE.....	45
2.10.1	Przepisy przejściowe w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa	46
2.10.2	Przepisy przejściowe dotyczące przyłączania instalacji OZE w trybie <i>cabl pooling</i>	46
2.10.3	Przepisy przejściowe dotyczące gwarancji pochodzenia.....	47
2.10.4	Przepisy przejściowe i doprecyzowujące dot. certyfikacji instalatorów OZE	47
2.10.5	Przepisy przejściowe w zakresie biomasy.....	48
2.10.6	Przepisy przejściowe dotyczące biogazu rolniczego	49
2.10.7	Przepis przejściowy dotyczący operatora rozliczania energii odnawialnej	50

2.1 Wybrane definicje

Projekt, w szczególności, wprowadza lub modyfikuje poniższe definicje w ustawie o OZE:

2.1.1 Biomasa leśna – art. 2 pkt 3aa ustawy o OZE

W projekcie ustawy o OZE wprowadza się definicję biomasy leśnej polegającą na odesłaniu do art. 2 ust. 1 pkt 2b ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych⁴, zwanej dalej „ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”. Zgodnie z tą definicją biomasa leśna oznacza biomasę pochodzącą z leśnictwa, nieobejmującą biomasy pochodzącej z działów przemysłu powiązanych z leśnictwem (nie obejmuje swym zakresem np. zrębków z tartaku).

Definicja ta zostanie wprowadzona w ustawie o OZE m.in. w związku z implementacją art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001, zgodnie z którym państwa członkowskie nie mogą odnawiać ani udzielać nowego wsparcia publicznego dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej w instalacjach OZE, które wytwarzają wyłącznie energię elektryczną (z pewnymi wyjątkami przewidzianymi dyrektywą RED III). Dyrektywa RED III wprowadza tym samym ograniczenia dotyczące kwalifikowania biomasy leśnej jako paliwa, dla którego możliwe jest udzielanie wsparcia finansowego.

Wprowadzenie odesłania ma charakter porządkujący i zapewnia spójność terminologiczną w systemie prawa, eliminując ryzyko rozbieżności interpretacyjnych pomiędzy ustawami, a jednocześnie umożliwia prawidłowe stosowanie przepisów dotyczących niezbędnych

⁴ Dz. U. z 2025 r. poz. 303 i 901.

ograniczeń w zakresie udzielania wsparcia dla instalacji wykorzystujących biomasę leśną.

2.1.2 Ciepło odpadowe i chłód odpadowy – art. 2 pkt 4e ustawy o OZE

Słowniczek ustawy o OZE wymaga uzupełnienia o odesłanie do definicji ciepła i chłodu odpadowego zawartej w art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne, gdyż w dodawanych przepisach to pojęcie jest stosowane.

2.1.3 Drewno energetyczne – art. 2 pkt 7a ustawy o OZE

Zmiana w art. 2 pkt 7a ustawy o OZE polega na wyłączeniu z definicji drewna energetycznego pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną, w wyniku czego zawężony zostaje katalog surowców mogących stanowić biomasę na cele energetyczne. Celem projektowanego rozwiązania jest implementacja przepisu art. 3 ust. 3c lit. a dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III wyłączającego możliwość udzielania bezpośredniego wsparcia finansowego na rzecz wykorzystania określonych w tym przepisie rodzajów biomasy do produkcji energii. Wprowadzenie zmiany do definicji drewna energetycznego umożliwi uszczelnienie systemu oraz zapewni spójność krajowych regulacji z zasadą kaskadowego wykorzystania biomasy określoną w dyrektywie RED III.

Zgodnie z założeniami określonymi w dyrektywie RED III pozyskiwanie biomasy powinno odbywać się z uwzględnieniem zachowania jakości gleby i różnorodności biologicznej zgodnie z zasadami zrównoważonej gospodarki leśnej. W tym celu ograniczenie pozyskiwania pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną zapobiega degradacji lasów oraz zachowuje korzystny wpływ na jakość gleby, w tym zagęszczanie gleby, oraz na cechy różnorodności biologicznej i siedliskowej.

Wprowadzenie zmiany w definicji drewna energetycznego stanowi punkt wyjścia do dalszego omówienia jej znaczenia dla stosowania art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001, które zostanie przedstawione w kolejnej części uzasadnienia dotyczącej zmian w zasadach przyznawania wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy.

2.1.4 Drewno przemysłowe okrągłe – art. 2 pkt 7b ustawy o OZE

Projekt ustawy przewiduje dodanie nowej definicji przemysłowego drewna okrągłego. Proponowana zmiana stanowi implementację art. 1 pkt 1 lit. a dyrektywy RED III. Zgodnie z projektowaną definicją przemysłowe drewno okrągłe to drewno pozyskane w stanie okrągłym lub zbliżonym do okrągłego, obejmujące w szczególności kłody tartaczne, kłody skrawane oraz sortymenty drewna w formie okrągłej lub rozszczipionej przeznaczone do przetwórstwa przemysłowego, z wyjątkiem drewna, którego cechy – w szczególności gatunek, wymiary, prostoliniowość lub gęstość sęków – czynią je nieprzydatnym do zastosowań przemysłowych.

W art. 1 pkt 1 lit. a dyrektywa RED III wskazuje na „papierówkę (w formie okrągłej lub rozszczipionej)”, która to w prawie krajowym mieści się pod pojęciem „sortymenty drewna w formie okrągłej lub rozszczipionej przeznaczone do przetwórstwa przemysłowego,”.

Definicja ta ma również znaczenie dla stosowania art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, a szczegółowe omówienie jej roli w kontekście zmian w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy zostanie przedstawione w dalszej części uzasadnienia, w sekcji poświęconej tym regulacjom.

Zgodnie z Klasyfikacją Jakościowo-Wymiarową drewna (zgodnie z definicjami zawartymi w Zarządzeniu DGLP nr 51 z 30 września 2019 r. (z późniejszymi zmianami) oraz Polską Normą PN 93/D 02002 (norma jest wycofana) przez zastosowane w projekcie definicji pojęcia rozumie się:

- 1) kłody tartaczne i kłody skrawane – drewno wielkowymiarowe iglaste i liściaste, wyrabiane zarówno w dłużycach jak i kłodach, a także drewno specjalne, w szczególności sklejkowe, z wyłączeniem drewna pozaklasowego;
- 2) sortymenty drewna w formie okrągłej lub rozszczepionej przeznaczone do przetwórstwa przemysłowego – drewno średniowymiarowe: konstrukcyjne, stosowe użytkowe i przemysłowe, a także drewno żerdziowe.

2.1.5 Energia dyfuzji – art. 2 pkt 9a ustawy o OZE

Dodanie w art. 2 ustawy o OZE pkt 9a wprowadzającego definicję energii dyfuzji rozumianej jako energia o charakterze nieantropogenicznym powstała w wyniku różnicy w stężeniu soli pomiędzy dwoma płynami, w szczególności pomiędzy wodą słodką a wodą słoną oraz zmieniany pkt 22 uwzględniający w definicji odnawialnego źródła energii, energię dyfuzji, implementuje odpowiednio art. 2 pkt 44b i pkt 1 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III.

Energia dyfuzji, znana szerzej jako energia gradientu zasolenia (ang. *Salinity Gradient Energy* – SGE) lub „niebieska energia” (ang. *blue energy*), stanowi obiecującą formę odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza w regionach nadmorskich, która powstaje w wyniku różnicy w stężeniu soli (potencjału chemicznego) pomiędzy dwoma płynami, zazwyczaj wodą słodką (rzeczną) a wodą słoną (morską). Jest ona generowana, gdy woda słodka i słona mieszają się ze sobą. Proces ten wykorzystuje różnicę stężeń poprzez membrany, co pozwala na bezpośrednią konwersję energii chemicznej na elektryczną. Najpopularniejsze metody pozyskiwania tej energii to osmoza (ang. *Pressure-Retarded Osmosis*, PRO) ciśnieniowa, w której woda przepływa przez membranę, oraz odwrotna elektrodializa (ang. *Reverse Electrodialysis*, RED), w której przez membrany przepływają jony. Szacunki teoretyczne sugerują, że globalny potencjał „niebieskiej energii” jest ogromny i może stanowić istotną część światowego zapotrzebowania na energię.

Mimo wysokiego potencjału teoretycznego (szacowanego nawet na 2,6 TW), do głównych wyzwań należą koszty membran, ich zanieczyszczanie oraz niska gęstość energii w porównaniu do paliw kopalnych. Obecnie badania skupiają się na poprawie wydajności, co może uczynić tę metodę konkurencyjną w przyszłości, szczególnie w zastosowaniach hybrydowych (np. w połączeniu z odsolarniami). Włączenie energii dyfuzji do listy odnawialnych źródeł energii podkreśla jej potencjał w przyszłej transformacji energetycznej.

2.1.6 Innowacyjna technologia instalacji OZE – art. 2 pkt 12a ustawy o OZE

Do art. 2 ustawy o OZE dodano pkt 12a definiujący innowacyjną technologię instalacji odnawialnego źródła energii, implementując tym samym art. 2 pkt 14b dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Wprowadzona definicja określa innowacyjną technologię instalacji OZE jako technologię wytwarzania energii z OZE, która ulepsza przynajmniej jeden z parametrów użytkowych lub technicznych najnowocześniejszych,

porównywalnych technologii wytwarzania energii z OZE lub umożliwia wykorzystanie do wytwarzania energii z OZE w technologii nieskomercjalizowanej lub technologii charakteryzującej się wysokim ryzykiem eksploatacji. Dyrektywa RED III w 7. motywie podkreśla kluczowe znaczenie innowacji dla konkurencyjności energii ze źródeł odnawialnych.

Europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych określony został w komunikacie Komisji z dnia 15 września 2015 r. zatytułowanym „W kierunku strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych (planu EPSTE) – przyspieszenie transformacji europejskiego systemu energetycznego”. Ma on na celu przyśpieszenie przejścia na neutralny dla klimatu system energetyczny dzięki działaniom w dziedzinie badań naukowych i innowacji, które dotyczą całego łańcucha innowacji od badań naukowych po wprowadzanie na rynek. Zgodnie z art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013⁵ (zwane dalej „rozporządzeniem 2018/1999”), w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, państwa członkowskie określają krajowe założenia i cele dotyczące finansowania publicznych i prywatnych badań naukowych i innowacji dotyczących unii energetycznej. Powyższe cele i założenia odzwierciedlają priorytety strategii unii energetycznej, określonej w komunikacie Komisji z dnia 25 lutego 2015 r. zatytułowanym „Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu”, i, w stosownych przypadkach, planu EPSTE.

W celu uzupełnienia swoich krajowych założeń i celów dotyczących finansowania, promowania produkcji energii z OZE w oparciu o innowacyjne technologie energii odnawialnej oraz w celu utrzymania wiodącej pozycji Unii w dziedzinie badań naukowych i rozwoju innowacyjnych technologii energii odnawialnej, państwa członkowskie zostały zobowiązane wyznaczyć orientacyjny cel w zakresie innowacyjnych technologii energii odnawialnej na poziomie co najmniej 5% nowo zainstalowanej mocy energii odnawialnej do 2030 r.

Ponadto, państwa członkowskie zostały zobowiązane do wspierania testowania innowacyjnych technologii energii odnawialnej w projektach pilotażowych w warunkach rzeczywistych i przy zastosowaniu odpowiednich zabezpieczeń w celu zapewnienia bezpiecznego działania systemu energetycznego i uniknięcia nieproporcjonalnego wpływu na funkcjonowanie rynku wewnętrznego, pod nadzorem właściwego organu, czyli tzw. piaskownic regulacyjnych. Rozwiązania w tym zakresie przewiduje art. 24d i następane ustawy – Prawo energetyczne.

2.1.7 Pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną – art. 2 pkt 12a ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Wprowadzenie tej definicji w art. 2 pkt 32 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności

⁵ Dz. U. L 328 z 21.12.2018, s. 1.

i paliwach alternatywnych⁶, zwanej dalej „ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych”, stanowi uzasadnione doprecyzowanie kategorii pojazdów elektrycznych, które wykorzystują panele fotowoltaiczne zintegrowane z pojazdem jako dodatkowe źródło zasilania.

Z uwagi na dynamiczny rozwój technologii solarnych w sektorze transportu, a także rozwój tego rodzaju rozwiązań, ujęcie tej definicji w prawie krajowym zwiększa przejrzystość regulacji, ułatwia jednoznaczną kwalifikację prawną takich pojazdów oraz pozwala na bardziej precyzyjne odnoszenie ich do istniejących i przyszłych instrumentów wsparcia.

2.2 Przyspieszenie procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w zakresie instalacji OZE

2.2.1 Ograniczenie procedury środowiskowej przy modyfikacji lub rozbudowie infrastruktury sieciowej.

Art. 15e ust. 5 dyrektywy 2018/2001 wprowadzony dyrektywą RED III przewiduje, że dla projektów wzmacniających sieć elektroenergetyczną wymaganych dla włączenia odnawialnej energii do systemu elektroenergetycznego procedura oceny oddziaływania na środowisko lub ustalenie czy taka ocena jest wymagana przeprowadza się jedynie w odniesieniu do potencjalnego wpływu wynikającego z realizacji tego wzmocnienia, tj. modyfikacji lub rozbudowy infrastruktury sieciowej. Stosowne przepisy w tym zakresie zostaną wprowadzone do ustawy o OZE.

2.2.2 Wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV

Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw⁷ ustanowiła ramy prawne dla mapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii ze źródeł odnawialnych wyznaczonego na 2030 r. oraz dla wyznaczania OPRO. Do najważniejszych kwestii uregulowanych w ww. ustawie w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE należy natomiast zaliczyć określenie procedury wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju energii instalacji OZE, w tym wskazanie organów właściwych uczestniczących w tym procesie oraz dedykowanego ku temu dokumentu, a także wdrożenie specjalnych ułatwień proceduralnych.

Kluczowymi elementami, służącymi uproszczeniu proceduralnemu procesów inwestycyjnych instalacji OZE prowadzonych na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, jest obowiązek poddania projektów planów OPRO strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, przy jednoczesnym zniesieniu obowiązku każdorazowego uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko. Należy przy tym nadmienić, że w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko konieczne do określenia będą tzw. środki łagodzące, jakie należy zastosować przy lokalizacji poszczególnych instalacji OZE, a także powiązanych z nimi magazynów energii czy infrastruktury sieciowej,

⁶ Dz. U. z 2024 r. poz. 1289 z późn. zm.

⁷ Dz. U. z 2025 r. poz. 1535.

które będą uzgadniane z właściwym miejscowo Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska, zwanym dalej „RDOŚ”. Poszczególne planowane inwestycje lokalizowane na obszarach przyspieszonego rozwoju energii instalacji OZE będą również podlegać tzw. procedurze kontroli i obowiązkowi zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju energii instalacji OZE. W określonych w projekcie ustawy przypadkach i terminach regionalny dyrektor ochrony środowiska może w stosunku do ww. zgłoszenia wnieść w drodze decyzji sprzeciw, a także nałożyć obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Od przedmiotowego sprzeciwu przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, zwanego dalej „GDOŚ”.

Jednocześnie przepisy art. 16c ust. 3 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III zwolniły z obowiązku przeprowadzenia kontroli instalacje OZE wykorzystujące do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, pod warunkiem, że usytuowanie takiej instalacji nie spowoduje wykorzystania dodatkowej przestrzeni i inwestycja jest zgodna z przyjętymi środkami łagodzącymi dla tej instalacji.

2.2.3 Zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni

Dyrektywa 2018/2001 we wprowadzonym dyrektywą RED III art. 16d ust. 1 zdaniu drugim przewiduje zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 w przypadku realizacji inwestycji w zakresie instalacji OZE wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego zlokalizowanej na sztucznej powierzchni, z wyjątkiem sztucznego zbiornika wodnego, oraz zlokalizowanego na tej powierzchni magazynu energii, pod warunkiem, że głównym przeznaczeniem tej powierzchni nie jest wytwarzanie energii z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego ani jej magazynowanie.

Projektowany art. 160o ustawy o OZE implementuje ww. normę, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 160n ustawy o OZE. Pojęcie sztucznych powierzchni zostało w sposób przykładowy opisane w obowiązującym art. 160g ust. 3 pkt 2 lit. b ustawy o OZE dotyczącym obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE i oznacza ono w szczególności dachy, parkingi lub infrastrukturę transportową, znajdujących się na tych obszarach. Jednocześnie brak jest potrzeby wyodrębnienia w proponowanej regulacji magazynu energii, który zgodnie z definicją instalacji OZE stanowi część tej instalacji.

Dodatkowo, we wprowadzonym dyrektywą RED III art. 16d ust. 1 w akapicie drugim dyrektywy 2018/2001 wskazuje się, że państwa członkowskie mogą wyłączyć niektóre obszary lub konstrukcje z zakresu stosowania akapitu pierwszego ze względu na ochronę dziedzictwa kulturowego lub historycznego, interesów obrony narodowej, lub ze względów bezpieczeństwa z powodu potencjalnego, negatywnego wpływu instalacji PV na formy ochrony zabytków oraz obiekty wojskowe. W związku z powyższym, projektodawca zdecydował, że ww. przepisu nie będzie stosować się do inwestycji realizowanej na obszarze form ochrony zabytków, o których

mowa w art. 7 ustawy z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami⁸ oraz obiektów ujętych w wykazie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa, o którym mowa w art. 615 ustawy z dnia 11 marca 2022 r. o obronie Ojczyzny⁹. Jednocześnie, inwestycja taka będzie podlegała kontroli RDOŚ, który wniesie sprzeciw w szczególnie uzasadnionych przypadkach, np. w sytuacji możliwości oddziaływania jej w sposób znaczący na najcenniejsze przyrodniczo obszary, takie jak formy ochrony przyrody, krajobrazy priorytetowe czy główne szlaki migracyjne ptaków i ssaków oraz określone na podstawie map wrażliwości przyrody obszary cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie tej inwestycji.

2.2.4 Skrócenie terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW

Przedmiotowe zmiany implementują art. 16c ust. 1 oraz art. 16e ust. 2 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III i wpisują się w inne regulacje mające na celu skrócenie czasu trwania procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w zakresie instalacji OZE. Zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy 2018/2001, zmienionym dyrektywą RED III, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę i eksploatację elektrowni wytwarzających energię odnawialną, w tym elektrowni łączących różne źródła energii odnawialnej, pompy ciepła i położone na tym samym obszarze magazyny energii, w tym instalacje energetyczne i termiczne, a także aktywa niezbędne do podłączenia tych elektrowni, pomp ciepła i magazynów do sieci i do włączenia energii odnawialnej do sieci ciepłowniczych i chłodniczych, w tym, jeżeli są one wymagane, zezwolenia na przyłączenie do sieci i oceny oddziaływania na środowisko. Do procedur administracyjnych w tym zakresie zakwalifikowano więc procedurę przyłączania instalacji OZE do sieci, co ze względu na treść art. 16 ust. 8 pkt 1 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III – wyłączającego z czasu trwania procedury wydawania zezwoleń czas budowy lub rozbudowy elektrowni wytwarzających energię odnawialną, ich podłączeń do sieci oraz powiązanej z nimi niezbędnej infrastruktury sieciowej – sprowadza się do terminów wydania warunków przyłączenia do sieci.

W związku z powyższym, w art. 7 ust. 8g pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne proponuje się dodać jednostkę redakcyjną, zgodnie z którą przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku przez podmiot ubiegający się o zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii o nie więcej niż 15% – w przypadku, gdy zwiększenie to nie prowadzi do zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz zmiany parametrów technicznych tej sieci, a także z wyjątkiem wnioskodawcy lub podmiotu, o którym mowa w pkt 1-3 i 7. Wyłączenie pkt 1-3 i 7 odnosi się do punktów zobowiązujących przedsiębiorstwo energetyczne do wydania warunków przyłączenia w krótszym terminie niż 90 dni ze względu na grupę przyłączeniową, wartość

⁸ Dz. U. z 2024 r. poz. 1292, 1907, z 2025 r. poz. 537 i 1168.

⁹ Dz. U. z 2025 r. poz. 825, 1014 i 1080.

napięcia sieci, do której instalacja OZE jest przyłączana oraz łączną moc zainstalowaną instalacji OZE.

Dodany w art. 7 ust. 8g pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej obowiązek wydania warunków przyłączenia w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku dla pompy ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej:

- a) nie większej niż 12 kW,
- b) większej niż 12 kW i nie większej niż 50 kW

– w przypadku, gdy moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji należącej do prosumenta stanowi co najmniej 60% mocy zainstalowanej elektrycznej pompy ciepła.

Przy czym, warunkiem wydania warunków przyłączenia w ww. terminie jest, aby przyłączenie tej pompy ciepła do sieci elektroenergetycznej nie prowadziło do zagrożenia bezpieczeństwa pracy tej sieci oraz zmiany jej parametrów technicznych, a także konieczności budowy, przebudowy lub modernizacji przyłącza. Użyte w poprzednim zdaniu wyrażenia zostały zdefiniowane w ustawie Prawo energetyczne, ustawie o OZE oraz są stosowane w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁰. Analogicznie jak w przypadku instalacji PV lokalizowanych na powierzchniach sztucznych, wyłączono stosowanie ww. przepisu wobec obszarów form ochrony zabytków oraz obiektów ujętych w wykazie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa.

2.2.5 Wprowadzenie zasady milczącej zgody w odniesieniu do spełniania przez wniosek złożony w trakcie procedury administracyjnej wymagań formalnych

Zgodnie z art. 16 ust. 2 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, w ciągu 30 dni, w przypadku instalacji OZE znajdujących się na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, oraz w ciągu 45 dni, w przypadku instalacji OZE znajdujących się poza obszarami przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, od otrzymania wniosku o zezwolenie właściwy organ potwierdza kompletność wniosku albo – jeżeli wnioskodawca nie przesłał wszystkich informacji wymaganych do rozpatrzenia wniosku – wzywa tego wnioskodawcę do niezwłocznego złożenia kompletnego wniosku. Datę potwierdzenia kompletności wniosku przez właściwy organ uznaje się za moment rozpoczęcia procedury wydawania zezwolenia.

Wychodząc naprzeciw ww. regulacji projektodawca zaproponował w aktach prawnych dotyczących realizacji inwestycji w zakresie instalacji OZE wprowadzenie odpowiednich zmian, zgodnie z którymi, jeżeli wniosek składany w trakcie danej procedury administracyjnej nie spełnia wymagań określonych w ustawie lub został złożony niezgodnie ze wzorem lub w trybie, jeżeli taki obowiązuje, organ właściwy do wydania decyzji w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku, będzie wzywał podmiot planujący podjęcie realizacji inwestycji do usunięcia braków. Brak wezwania w 30-dniowym terminie będzie równoznaczny ze spełnianiem przez wniosek wymagań formalnych. Jednocześnie organ właściwy do wydania decyzji będzie obowiązany na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji inwestycji

¹⁰ Dz. U. z 2023 r. poz. 819.

wydać zaświadczenie potwierdzające kompletność wniosku i spełnianie przezeń wymogów formalnych.

Przepisy aktu prawnego UE – dyrektywy mają charakter semiimperatywny, dlatego biorąc pod uwagę całokształt regulacji dyrektywy RED III, zasadne jest wprowadzenie jednego – 30-dniowego terminu bez względu na to czy inwestycja będzie realizowana na OPRO czy też poza jego granicami.

Zgodnie z art. 122a § 1 Kodeksu Postępowania Administracyjnego¹¹, zwanego dalej „KPA”, sprawa może być załatwiona milcząco, jeżeli przepis szczególny tak stanowi. W świetle art. 1 pkt 1 KPA normuje postępowanie przed organami administracji publicznej w należących do właściwości tych organów sprawach indywidualnych rozstrzyganych w drodze decyzji administracyjnych albo załatwianych milcząco. Art. 1 pkt 1 KPA nie stanowi zatem samoistnej regulacji wyznaczenia zakresu przedmiotowego milczącego załatwienia sprawy. Formę działania organu administracji publicznej wyznacza regulacja materialnego prawa administracyjnego, określając, czy rozstrzygnięcie sprawy następuje w drodze decyzji. Zakres dopuszczalności milczącego załatwienia sprawy również wyznaczają przepisy materialnego prawa administracyjnego. W sprawach rozstrzyganych decyzją administracyjną w drodze wykładni przyjęto w doktrynie i orzecznictwie sądowym, że jeżeli przepis prawa materialnego wymaga autorytatywnej konkretyzacji, nie określając formy tej konkretyzacji, to konkretyzacji tej organ dokonuje w formie decyzji administracyjnej.

Przyjęta w art. 122a § 1 regulacja KPA wymaga zatem do ustalenia dopuszczalności milczącego załatwienia sprawy przepisu szczególnego. Jedynie, gdy przepis szczególny ustawy materialnoprawnej *expressis verbis* stanowi o załatwieniu sprawy milcząco, uznanie, że doszło do milczącego załatwienia sprawy, jest dopuszczalne. Brak takiej regulacji w przepisie szczególnym wyłącza przyjęcie, że sprawa została załatwiona milcząco. W związku z powyższym, niezbędne było wyraźne określenie, że brak wezwania w 30-dniowym terminie będzie równoznaczny ze spełnianiem przez wniosek wymagań formalnych. Proponowane rozwiązania stanowią regulację uzupełniającą przepisy KPA, zatem w sprawach nieuregulowanych stosuje się przepisy KPA w zakresie wezwania do uzupełnienia, np. organ wzywając do uzupełnienia braków formalnych poucza, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

Stosowne zmiany wprowadzono w następujących aktach prawnych:

- 1) ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej¹²;
- 2) ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane¹³, zwanej dalej „ustawą – Prawo budowlane”;
- 3) ustawie – Prawo energetyczne;
- 4) ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania

¹¹ Dz. U. z 2025 r. poz. 1691.

¹² Dz. U. z 2024 r. poz. 1125, 731, z 2025 r. poz. 409, 1535, 1668.

¹³ Dz. U. z 2025 r. poz. 418, 1080, 1535, 1847.

- na środowisko, zwanej dalej „ustawą ocenową”¹⁴;
5) ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne¹⁵.

Przyjęto zasadę, że do postępowań w sprawach ww. wniosków znajdą zastosowanie przepisy dotychczasowe ze względu na krótki termin spraw związanych z oceną formalną wniosków i wprowadzenie zasady milczącej zgody.

2.3 Zmiany w zakresie ciepłownictwa i chłodnictwa

2.3.1 Zmiany w ustawie o OZE

Stosownie do wymagań dyrektywy 2018/2001, w brzmieniu określonym dyrektywą RED III, według których państwa członkowskie zapewniają, by operatorzy systemów ciepłowniczych i chłodniczych o mocy powyżej 25 MW_{th} byli zachęceni do przyłączenia dostawców energii z OZE oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego będących stroną trzecią lub byli zachęceni do oferowania podłączenia i zakupu ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego od dostawców będących stroną trzecią, wprowadza się doprecyzowanie zasad obowiązku zakupu ciepła ujętego w art. 116 ustawy o OZE.

Obowiązek zakupu ciepła lub chłodu wytworzonych w instalacjach wykorzystujących OZE oraz ciepło odpadowe, znajduje odzwierciedlenie w aktualnym porządku prawnym. W zaproponowanej zmianie przewiduje się, że w przypadku, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła lub ciepło odpadowe jest zagospodarowywane w instalacji wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach OZE lub ciepła odpadowego, będzie dotyczył całości ciepła wytworzonego w tej instalacji. W aktualnym brzmieniu przepisów obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia, wychwycone przez pompy ciepła.

Proponowana zmiana ma na celu objęcie obowiązkiem zakupu całego strumienia ciepła wytworzonego w instalacji pomp ciepła, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych przedsiębiorstwa przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Obowiązek zakupu powstanie z dniem dostarczenia przedsiębiorstwu energetycznemu, które zajmuje się w obszarze sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym, dokumentacji potwierdzającej odbiór instalacji pompy ciepła oraz dokumentacji producenta, która potwierdzi, że analizowana pompa ciepła spełnia wymogi kryterium minimalnego szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, wyliczanego w sposób przewidziany w ustawie. Sposób wyliczenia współczynnika wydajności sezonowej został odpowiednio dostosowany w zmienionej treści art. 116 ustawy o OZE.

Ponadto, art. 23 ust. 4 dyrektywy 2018/2001, w brzmieniu określonym w RED III, wskazuje, że w celu osiągnięcia średniego rocznego wzrostu udziału energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu państwa członkowskie powinny wdrożyć środki polegające np. na fizycznym wprowadzaniu energii odnawialnej lub ciepła odpadowego do źródeł energii i paliw

¹⁴ Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, 1881, 1940 i 1535.

¹⁵ Dz. U. z 2025 r. poz. 960 i 1535.

dostarczanych na potrzeby ogrzewania i chłodzenia. Projektowane przepisy w art. 116 ust. 1a i 1b ustawy o OZE doprecyzowują zakres obowiązku, zapewniając realizację tych wymogów poprzez wprowadzenie obowiązku zakupu całości ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących pompy ciepła, w tym w instalacjach zagospodarowujących ciepło odpadowe, pod warunkiem spełnienia minimalnego współczynnika wydajności sezonowej (SPF). Zastosowanie wzoru $SPF > 1,15 \times 1/\eta$ jest zgodne z załącznikiem VII dyrektywy 2018/2001 i pozwala na jednoznaczne określenie, kiedy energia pozyskana przez pompę ciepła może być uznana za energię odnawialną. Zmiana ta eliminuje niejasności obecnych przepisów, które nie wskazywały momentu powstania obowiązku zakupu. Nowe brzmienie przepisu wprowadza jasne zasady, zwiększa przejrzystość procesu i wspiera rozwój technologii pomp ciepła jako kluczowego elementu transformacji sektora ciepłownictwa w kierunku niskoemisyjnym. Proponowane zmiany są dla instalacji pomp ciepła kluczowe ze względu na wczesny etap rozwoju technologii w Polsce. W konsekwencji pozwolą one na optymalne wykorzystanie potencjału instalacji, dając jednocześnie pewność inwestycyjną przedsiębiorstwom ciepłowniczym.

Zmiana art. 116 ust. 2a ustawy o OZE oraz dodanie w tym artykule ust. 2aa, ma na celu zapewnienie transparentności procesu przyłączania instalacji OZE oraz ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej. Projektowane brzmienie uzupełnia obowiązek przekazania informacji o niewyrażeniu zgody na przyłączenie instalacji OZE lub ciepła odpadowego zainteresowanemu podmiotowi, wraz z podaniem przyczyny odmowy oraz o warunkach, które należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji. Dodatkowo, wprowadza się obowiązek przekazania informacji o niewyrażeniu zgody na przyłączenie instalacji OZE lub ciepła odpadowego Prezesowi URE, wraz z podaniem przyczyn odmowy, warunków, które podmiot ubiegający się o przyłączenie powinien spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji, a także wskazaniem środków, które należałoby wprowadzić w systemie ciepłowniczym, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji.

Projektowane zmiany zapewnią zwiększenie transparentności i przejrzystości procedury przyłączania instalacji odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczych. Wprowadzenie obowiązku szczegółowego uzasadniania odmowy przyłączenia, wraz ze wskazaniem warunków umożliwiających realizację przyłączenia, wzmocni pozycję podmiotów ubiegających się o dostęp do sieci oraz ograniczy ryzyko arbitralnych decyzji przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie przekazywanie informacji o odmowach Prezesowi URE umożliwi skuteczniejszy nadzór regulacyjny nad funkcjonowaniem rynku ciepła, sprzyjając rozwojowi konkurencji, integracji OZE i ciepła odpadowego oraz realizacji celów polityki energetycznej i klimatycznej państwa.

2.3.2 Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

2.3.2.1 Dodanie art. 7ba do ustawy – Prawo energetyczne

Propozycja dodania art. 7ba do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu implementację wymogów art. 23 ust. 2 dyrektywy 2018/2001, w brzmieniu określonym dyrektywą RED III, zgodnie z którym państwa członkowskie dostarczają w szczególności właścicielom lub najemcom budynków oraz małym i średnim przedsiębiorstwom informacji na temat opłacalnych środków i instrumentów finansowych służących poprawie wykorzystania energii

odnawialnej w systemach ogrzewania i chłodzenia. Dyrektywa RED III wskazuje również, że informacje te powinny być przekazywane za pomocą dostępnych i przejrzystych narzędzi doradczych.

Projektowany przepis nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek organizowania działań promujących stosowanie efektywnych kosztowo środków służących zwiększeniu wykorzystania energii z odnawialnych źródeł w systemach ogrzewania i chłodzenia, w tym wprowadzanie innowacyjnych technologii. Ponadto minister będzie prowadził działania informacyjno-edukacyjne dotyczące dostępnych instrumentów finansowych wspierających inwestycje w tym obszarze.

Dodatkowo, w celu zapewnienia przejrzystości i łatwego dostępu do informacji, projekt przewiduje obowiązek informowania w Biuletynie Informacji Publicznej o instrumentach finansowych służących finansowaniu środków poprawiających wykorzystanie energii odnawialnej w ogrzewnictwie i chłodnictwie. Rozwiązanie to zwiększy świadomość inwestorów, właścicieli budynków, najemców oraz MŚP, co ułatwi podejmowanie decyzji inwestycyjnych i przyspieszy transformację sektora ciepłownictwa w kierunku niskoemisyjnym. Wprowadzenie takiego rozwiązania wspiera również zasadę przejrzystości i niedyskryminacyjnego dostępu do informacji o możliwościach finansowania transformacji energetycznej.

2.3.2.2 Zmiana art. 10d ustawy – Prawo energetyczne

Propozycja zmiany art. 10d ustawy – Prawo energetyczne ma na celu doprecyzowanie zakresu przeprowadzanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych w zakresie świadczenia usług systemowych.

Należy zauważyć, że art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001, w brzmieniu określonym dyrektywą RED III, wymaga, aby współpraca pomiędzy operatorami systemów ciepłowniczych i chłodniczych a operatorami systemu przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej zapewniała możliwość świadczenia przez operatorów systemów ciepłowniczych i chłodniczych usług bilansujących, magazynowania i innych usług w zakresie elastyczności, takich jak odpowiedź odbioru, na rynkach energii elektrycznej. W związku z tym, projektowane brzmienie art. 10d ustawy – Prawo energetyczne zakłada, że w ramach oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie także określał warunki umożliwiające efektywne rynkowo wykorzystanie tego potencjału.

Zgodnie z projektowanym przepisem ocena ta będzie przygotowywana przy udziale przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, tych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, których dotyczy ocena potencjału. Rozwiązanie to wzmacnia integrację planowania w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym, co jest kluczowe dla rozwoju usług elastyczności i magazynowania energii w ramach transformacji energetycznej.

Projektowane zmiany odpowiadają potrzebie zwiększenia synergii między sektorami energii elektrycznej i ciepła, wspierają rozwój technologii magazynowania energii cieplnej oraz

integrację OZE w systemach ciepłowniczych, co przyczynia się do realizacji celów pakietu „Fit for 55”.

2.3.2.3 Dodanie art. 15ac-15ae do ustawy – Prawo energetyczne

Wprowadzenie art. 15ac-ae na celu ma zapewnienie pełnej implementacji obowiązków wynikających z dyrektywy RED III. Propozycja dodania art. 15 ac-ae do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu wprowadzenie do prawa krajowego obowiązku określenia nowego krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, zgodnie z art. 24 ust. 4 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu określonym dyrektywą RED III. Przepisy zakładają, że krajowy cel ciepłowniczy oraz środki konieczne do osiągnięcia tego celu zostaną określone w krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu.

Zmiany wprowadzone dyrektywą RED III nakładają na państwa członkowskie obowiązek dążenia do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych o przynajmniej 2,2 punktu procentowego jako roczna średnia obliczona dla okresu 2021–2030, zaczynając od udziału energii ze źródeł odnawialnych i z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych osiągniętego w 2020 r., a także obowiązek ustanowienia środków koniecznych do osiągnięcia tego celu w krajowych planach na rzecz energii i klimatu przedłożonych zgodnie z art. 3 i 14 rozporządzenia 2018/1999.

Nowy, krajowy cel ciepłowniczy odróżnia się od pozostałych celów OZE tym, że uwzględnia się w statystyce również ciepło i chłód odpadowe, jak również można uwzględnić energię elektryczną z OZE wykorzystywaną w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, jednakże do tego celu należy uwzględnić średni udział energii elektrycznej z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w dwóch poprzednich latach.

Dodanie art. 15ae do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu określenie zasady obliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, w tym energii wychwyconej przez pompy ciepła oraz energii odnawialnej wykorzystywanej na potrzeby chłodzenia. Celem wprowadzanej normy jest zapewnienie zgodności prawa krajowego z wymogami dyrektywy 2018/2001, w szczególności w zakresie stosowania jednolitej metodyki obliczeń energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa. Projektowane przepisy przewidują, że energia aerotermalna, geotermalna, hydrotermalna lub energia otoczenia wychwyconej przez pompy ciepła może być uznana za energię odnawialną wyłącznie w przypadku spełnienia określonych kryteriów efektywności, wyrażonych współczynnikiem SPF (*Seasonal Performance Factor*). Wykorzystanie zależności $ERES = Q_{usable} \times (1 - 1/SPF)$ zapewnia zgodność z załącznikiem VII dyrektywy 2018/2001 i umożliwi prawidłowe raportowanie danych statystycznych do Komisji Europejskiej.

Dodatkowo, w ramach celu przewiduje się kwalifikowanie ciepła wytworzonego przy wykorzystaniu instalacji wykorzystujących energię elektryczną, z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z dyrektywy RED III. Ponadto, projektowane przepisy precyzują sposób uwzględniania energii odnawialnej na potrzeby chłodzenia. Wprowadza się nowe zależności mające na celu określenie udziału chłodu z OZE, które są zgodne z metodyką określoną w

załączniku VII dyrektywy 2018/2001. Za wytwarzające energię odnawialną uznaje się wyłącznie systemy chłodzenia pracujące powyżej minimalnego wymaganego poziomu efektywności, wyrażonego jako współczynnik wydajności sezonowej odniesiony do energii pierwotnej. W przypadku chłodzenia opartego w 100% na odnawialnych źródłach ciepła (absorpcja i adsorpcja) dostarczony chłód uznaje się za w pełni odnawialny. Wprowadzenie sposobu określania udziału energii odnawialnej z chłodzenia, którą można uznać na potrzeby celu ciepłowniczego eliminuje dotychczasowe niejasności w zakresie kwalifikowania energii chłodniczej jako energii odnawialnej i zapewnia jednolite stosowanie kryteriów technicznych.

2.3.2.4 Zmiana art. 16 ustawy – Prawo energetyczne

Zmiana art. 16 ustawy – Prawo energetyczne obejmuje dodanie oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, o której mowa w art. 10d ust. 1 tej ustawy, do listy dokumentów, jakie należy uwzględnić podczas sporządzania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, lub przesyłaniem wodoru, lub dystrybucją wodoru, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię lub wodór. Uzupełnienie planów rozwoju o wyniki oceny potencjału systemów ciepłowniczych zgodnie z art. 10d, pozwoli na odpowiednie planowanie rozwoju sieci, które umożliwi integrację sektorową oraz zapewni zwiększenie wykorzystania potencjału magazynowania energii przy współpracy z sektorem ciepłownictwa systemowego. Rozwiązanie to wzmacnia integrację planowania w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym, co jest kluczowe dla rozwoju usług elastyczności i magazynowania energii w ramach transformacji energetycznej.

2.4 Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy

2.4.1 Wyłączenie określonych sortymentów drewna z systemów wsparcia

Dyrektywa 2018/2001 w art. 3 ust. 3c w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia, aby systemy wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych nie obejmowały energii wytwarzanej z określonych sortymentów drewna, w szczególności z przemysłowego drewna okrągłego, kłód tartacznych, kłód skrawanych, a także pniaków i korzeni oraz wytwarzania energii ze spalania odpadów, jeśli nie są spełnione obowiązki w zakresie selektywnej zbiórki określone w dyrektywie 2008/98/WE.

W celu formalnej implementacji tego przepisu, projektodawca wprowadza do ustawy o OZE definicję drewna przemysłowego okrągłego. Jednocześnie należy podkreślić, że obowiązująca w ustawie o OZE definicja drewna energetycznego już obecnie wyłącza z możliwości korzystania z systemów wsparcia w przypadku spalania na cele energetyczne sortymentów takich jak m.in. kłody tartaczne, kłody skrawane oraz drewno przemysłowe okrągłe, ponieważ sortymenty te mieszczą się w kategorii „drewna innego niż drewno energetyczne”. Zakres ten został jednoznacznie doprecyzowany w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego¹⁶, które precyzuje parametry jakościowe i wymiarowe drewna kwalifikowanego jako drewno energetyczne, a tym samym potwierdza, że sortymenty o

¹⁶ Dz. U. 2025 r. poz. 746.

charakterze przemysłowym nie mogą być traktowane jako biomasa dopuszczona do wsparcia finansowego. W konsekwencji zakaz wspierania energii wytwarzanej z przemysłowego drewna okrągłego jest już w pełni realizowany na gruncie obowiązujących przepisów, a wprowadzenie definicji tego pojęcia do ustawy o OZE ma charakter porządkujący i służy jednoznaczemu odzwierciedleniu terminologii stosowanej w dyrektywie 2018/2001.

Aby zapewnić pełną zgodność z zakresem przywołanego artykułu dyrektywy 2018/2001, projekt ustawy przewiduje również doprecyzowanie definicji drewna energetycznego poprzez dodanie wyraźnego zastrzeżenia, że definicja drewna energetycznego nie obejmuje swym zakresem pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną. Rozszerzenie to eliminuje możliwość kwalifikowania tych surowców jako biomasy dopuszczonej do systemów wsparcia finansowego, co odpowiada wymogom dyrektywy RED III i zapewnia spójność z unijnymi kryteriami zrównoważonego wykorzystania zasobów leśnych.

Przepisy art. 3 ust. 3c lit. b dyrektywy 2018/2001 odnoszą się również do nieodnawiania i nieprzyznawania nowego wsparcia dla wytwarzania energii ze spalania odpadów, jeśli nie są spełnione obowiązki w zakresie selektywnej zbiórki określone w dyrektywie 2008/98/WE. Przepisy te funkcjonują w prawie krajowym w art. 158 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach¹⁷, zwanej dalej „ustawą o odpadach” oraz w art. 9e ust. 1d ustawy z dnia 13 września 1996 r. o utrzymaniu czystości i porządku w gminach¹⁸ i nie wymagają dalszego wdrożenia w ustawie o OZE.

W związku z tym projektodawca uznał, że nie ma potrzeby wprowadzania odrębnego przepisu implementującego art. 3 ust. 3c lit. a dyrektywy 2018/2001, ponieważ prowadziłyby to do nadmiarowości legislacyjnej.

2.4.2 Ograniczenie możliwości odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej

Art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 określa, że nie jest możliwe odnawianie oraz udzielanie nowego wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z biomasy leśnej w instalacjach OZE służących do wytwarzania wyłącznie energii elektrycznej, z wyjątkiem energii elektrycznej wytworzonej:

- 1) w regionie, który wskazano w terytorialnym planie sprawiedliwej transformacji ustanowionym zgodnie z art. 11 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji ze względu na zależność tego regionu od stałych paliw kopalnych w instalacji zgodnej z wymogami określonymi w art. 29 ust. 11 dyrektywy 2018/2001 lub;
- 2) z zastosowaniem w instalacji wychwytywania i składowania CO₂ w instalacji zgodnej z wymogami określonymi w art. 29 ust. 11 akapit drugi dyrektywy 2018/2001) lub;
- 3) w jednym z regionów najbardziej oddalonych, o których mowa w art. 349 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej¹⁹, zwanej dalej „TFUE”.

W polskich warunkach zastosowanie ma wyłącznie wyjątek określony w lit. a i b. Wyjątek

¹⁷ Dz. U. z 2023 r. poz. 1587, z późn zm.

¹⁸ Dz. U. z 2025 r. poz. 733.

¹⁹ Dz. Urz. UE C 202 z 7.06.2016.

wskazany w lit. c odnosi się wyłącznie do regionów najbardziej oddalonych, o których mowa w art. 349 TFUE, takich jak Gwadelupa, Gujana Francuska, Martynika, Majotta, Reunion, Saint-Martin, Azory, Madera, Wyspy Kanaryjskie.

Polska nie posiada żadnego terytorium o takim statusie, a art. 349 TFUE nie przewiduje możliwości rozszerzenia tej kategorii na inne państwa członkowskie. W konsekwencji wyjątek przewidziany w art. 3 ust. 3d lit. c dyrektywy 2018/2001 nie znajduje zastosowania w polskim porządku prawnym z czego wynika brak konieczności implementacji.

Ponadto, w polskim porządku prawnym wymogi określone w art. 29 ust. 11 dyrektywy 2018/2001, o których mowa w wyjątkach lit. a i b, zostały wdrożone w art. 129 ust. 4 ustawy o OZE.

W celu wdrożenia art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, projekt ustawy o OZE wprowadza odpowiednie zmiany w zakresie treści oświadczeń i deklaracji składanych przez uczestników mechanizmów wsparcia. Stosowne zmiany zostały dodane w art. 44, art. 45, art. 70a, art. 70b, art. 71, art. 73, art. 75 i art. 79 ustawy o OZE oraz wprowadzanych do niej ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw²⁰, zwanej dalej „nowelizacją ustawy o OZE z 2023 r.” – art.70g, art. 70h, art. 82d, art. 83h ustawy o OZE. Zaproponowana konstrukcja zapewnia systemowe wykluczenie możliwości odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla instalacji wytwarzających wyłącznie energię elektryczną z biomasy leśnej, z zachowaniem wyjątków przewidzianych w lit. a i b art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001.

W Polsce terytorialne plany sprawiedliwej transformacji obejmują regiony, które historycznie były silnie uzależnione od węgla, w szczególności województwa: śląskie, dolnośląskie, wielkopolskie, łódzkie i małopolskie. Komisja Europejska w komunikacie prasowym z 2022 r. (IP/22/7413) potwierdziła, że regiony te kwalifikują się do wsparcia w ramach Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji ze względu na ich strukturalną zależność od paliw kopalnych oraz konieczność przeprowadzenia głębokiej transformacji energetycznej, co uzasadnia stosowanie wyjątku z lit. a w polskich warunkach. W związku z tym implementacja art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III do prawa polskiego jest konieczna, aby zapewnić zgodność krajowych systemów wsparcia z prawem unijnym oraz zachować bezpieczeństwo energetyczne regionów w okresie transformacji.

2.4.3 Zmiana przepisów dotyczących zasady kaskadowości

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy, wynikająca z dyrektywy RED III jest uznanym w polityce UE horyzontalnym, przekrojowym mechanizmem służącym zrównoważonemu i zasobooszczędnemu wykorzystaniu biomasy w całej biogospodarce. Zasada ta opiera się na priorytetowym wykorzystaniu biomasy do zastosowań o najwyższej możliwej wartości dodanej, przy czym jej użycie na cele energetyczne stanowi końcowy etap w hierarchii przeznaczenia, realizowany dopiero po pełnym wyczerpaniu jej potencjału materiałowego co przynosi wyższą wartość gospodarczą i technologiczną, W polskim porządku prawnym zasada ta została już częściowo wdrożona poprzez szereg obowiązujących regulacji, w szczególności:

²⁰ Dz. U. z 2023 r. poz. 1762, z późn. zm.

ustawę o OZE, która wyklucza możliwość uzyskania wsparcia w systemach OZE (świadczenia pochodzenia, aukcje, FIT/FIP) przy wykorzystaniu drewna innego niż drewno energetyczne;

- 1) ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, w której wprowadzono obowiązek spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, ograniczających wykorzystanie biomasy pochodzącej z obszarów cennych przyrodniczo;
- 2) ustawę o odpadach, ustanawiającą hierarchię sposobów postępowania z odpadami, mającą zastosowanie do biomasy stanowiącej odpad;
- 3) rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo wymiarowych drewna energetycznego, które weszło w życie 7 września 2025 r. i zapewnia, że do energetyki zawodowej trafia wyłącznie surowiec nieprzydatny przemysłowo. Rozporządzenie to ogranicza możliwość spalania drewna, które może zostać wykorzystane w sposób bardziej wartościowy gospodarczo, np. w przemyśle meblarskim. Do energetyki zawodowej mogą trafiać jedynie mniejsze produkty uboczne przerobu drewna. Przepisy te nie obejmują spalania drewna w indywidualnych gospodarstwach domowych. W praktyce, jeszcze przed wejściem w życie rozporządzenia, drewno pełnowartościowe nie było kierowane do energetyki ze względu na wysoką cenę oraz ograniczenia wynikające z systemów wsparcia. Rozporządzenie kompleksowo uregulowało tę materię.

Dopiero całościowa implementacja przepisów dyrektywy RED III we wskazanym zakresie do polskiego porządku prawnego doprowadzi do pełnego wdrożenia zasady kaskadowości. Dyrektywa ta określa szczegółowe wymagania dotyczące sposobu wykorzystania biomasy, które państwa członkowskie są zobowiązane przenieść do prawa krajowego. Transpozycja dyrektywy RED III w opisywanym zakresie obejmie w szczególności:

- 1) uregulowanie źródeł pochodzenia biomasy, poprzez wykluczenie pozyskania z terenów o wysokiej bioróżnorodności, obszarów zasobnych w węgiel (np. torfowisk) oraz miejsc, gdzie pozyskanie narusza jakość gleby lub zdolność produkcyjną lasów;
- 2) wprowadzenie obowiązku stosowania hierarchii postępowania z odpadami w odniesieniu do biomasy będącej odpadem;
- 3) doprecyzowanie ograniczeń dotyczących sortymentów drewna dopuszczonych do spalania, w tym zakaz spalania korzeni i pniaków;
- 4) wprowadzenie zakazu udzielania wsparcia dla instalacji produkujących wyłącznie energię elektryczną z biomasy leśnej (z pewnymi wyjątkami).

W celu wdrożenia art. 3 ust. 3a dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III projektowane przepisy wprowadzają możliwość zastosowania odstępstwa od zasady kaskadowości. Odstępstwo to ma charakter wyłącznie awaryjny i będzie stosowane jedynie w sytuacjach nadzwyczajnych, a więc nie stanie się stałym elementem krajowej polityki energetycznej.

Wykorzystanie mechanizmu odstępstwa będzie ściśle monitorowane i egzekwowane między innymi dzięki wprowadzaniu go w formule rozporządzenia określającego przesłanki jego udzielenia, obszaru, którego dotyczyło oraz okresu, na jaki zostało udzielone.

Projektowane przepisy przyjmują dwie rozłączne przesłanki zastosowania mechanizmu

odstępstwa. Pierwszą jest uzasadniona konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Państwa, co jest bezpośrednią transpozycją przepisów z art. 3 ust. 3a dyrektywy 2018/2001. Druga z nich nawiązuje do przepisu dopuszczającego pozyskiwanie drewna powstałego wskutek nie dających się przewidzieć zdarzeń o charakterze naturalnym lub antropogenicznym, co odpowiada pojęciu „zjawisk katastrofalnych” zawartych w przepisach dyrektywy RED III. Przepis ten w części dotyczącej wielkopowierzchniowych uszkodzeń został opracowany w nawiązaniu do krajowych uwarunkowań zgodnych z istniejącymi przepisami funkcjonującymi w rozdziale 11.8 Instrukcji Ochrony Lasu dotyczącym „Organizacji działań ochronnych w sytuacjach klęskowych” (§ 189 ust. 1) wydanej przez Dyrektora Generalnego Lasów Państwowych. Projektowany przepis zakłada możliwość pozyskania biomasy leśnej na cele energetyczne, gdy w wyniku wielkopowierzchniowych uszkodzeń drzewostanów powstałych wskutek nie dających się przewidzieć zdarzeń o charakterze naturalnym lub antropogenicznym przekraczających 50 000 m³ lub 500 ha powierzchni leśnej. Ponadto powstała biomasa leśna musi występować w ilości, której krajowy przemysł inny niż energetyczny nie jest w stanie wykorzystać. Przyjęte krajowe założenia zawarte w instrukcji zapewniają rozpoczęcie działań zespołu kryzysowego, którego zadaniem jest opracowanie dokumentu określającego zakres i sposób realizacji działań koniecznych do podjęcia oraz koordynowania ich realizacji, co w przypadku wykorzystania odstępstwa zapewni stosowną kontrolę nad pozyskiwaniem biomasy.

Ponadto, poprzez projektowane przepisy zapewniona będzie przejrzystość stosowania mechanizmu odstępstw. Zgodnie z art. 3 ust. 3b dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, informacja dotycząca udzielonych odstępstw od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy – obejmująca w szczególności przesłanki ich udzielenia, okres, na jaki zostały udzielone oraz obszar, którego dotyczyły – będzie przedstawiana przez ministra właściwego do spraw klimatu Komisji Europejskiej do dnia 31 marca roku następującego po roku, w którym dane odstępstwo zostało udzielone w rozporządzeniu. Komisja Europejska następnie poda takie informacje do wiadomości publicznej.

2.4.4 Zmiana przepisów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju i emisji gazów cieplarnianych

W celu implementacji art. 29 ust. 10 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III projekt ustawy wprowadza zmiany kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód z paliw gazowych z biomasy oraz paliw stałych z biomasy. Aktualizacja ta jest niezbędna, aby energia wytwarzana z biomasy mogła zostać zaliczona zarówno do systemów wsparcia przewidzianych w ustawie o OZE, jak i do udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto.

Wprowadzane zmiany polegają na dostosowaniu krajowych progów redukcji emisji gazów cieplarnianych do nowych wymogów określonych w dyrektywie RED III, zróżnicowanych w zależności od daty oddania instalacji do eksploatacji, jej mocy oraz wieku. Dyrektywa wprowadza bowiem zasadę stopniowego zaostrzania wymogów redukcji emisji, w szczególności poprzez:

- 1) podwyższenie minimalnych poziomów redukcji emisji dla instalacji oddawanych do

- eksploatacji po wejściu w życie dyrektywy RED III;
- 2) zróżnicowanie wymogów dla instalacji o mocy powyżej i poniżej określonych progów;
 - 3) wprowadzenie nowego kryterium wieku instalacji, po którego przekroczeniu instalacje muszą spełniać wyższe poziomy redukcji emisji, niezależnie od pierwotnie obowiązujących progów.

W praktyce oznacza to, że instalacje starsze, po osiągnięciu określonego wieku eksploatacji – w tym przypadku 15 lat – będą zobowiązane do spełnienia bardziej rygorystycznych wymogów redukcji emisji, co ma na celu stopniowe podnoszenie efektywności środowiskowej istniejących jednostek oraz zapewnienie zgodności z długoterminowymi celami klimatycznymi UE.

Ponadto, przepisy zawarte w art. 29 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 zaostrzają progi kwalifikujące instalacje do obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju określone w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i tych w zakresie redukcji emisji, poprzez obniżenie minimalnej mocy instalacji, od której kryteria te stają się obowiązkowe.

Jednocześnie, w nowelizowanym art. 135a ust. 8 ustawy o OZE uchylono dotychczasowe przepisy określające daty graniczne stosowania kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. W obecnym stanie prawnym obowiązki te dotyczą wyłącznie instalacji oddanych do eksploatacji po dniu 31 grudnia 2020 r. (w przypadku paliw stałych z biomasy) oraz po dniu 31 grudnia 2023 r. (w przypadku paliw gazowych z biomasy). Usunięcie tych ograniczeń czasowych oznacza, że obowiązek certyfikacji w zakresie spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów redukcji emisji gazów cieplarnianych będzie miał zastosowanie do wszystkich instalacji spełniających próg mocy. Rozszerzenie zakresu podmiotowego stosowania tych wymogów stanowi konsekwencję zaostrzenia regulacji unijnych i służy zapewnieniu pełnej transparentności oraz porównywalności efektów środowiskowych w całym sektorze wykorzystującym paliwa z biomasy.

W konsekwencji, większa liczba instalacji OZE wykorzystujących paliwa z biomasy będzie zobowiązana do wykazania zgodności z wymaganymi kryteriami, jednak ich wypełnienie umożliwi zaliczenie wytworzonej energii do realizacji celów OZE, co stanowi istotną korzyść wynikającą z projektowanych zmian.

Dodatkowo, dyrektywa RED III rozszerza stosowanie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na instalacje produkujące gazowe paliwa z biomasy o odpowiednim natężeniu przepływu biometanu, przy czym, w przypadku gdy biogaz lub biogaz rolniczy stanowi mieszaninę metanu z innymi gazami niepalnymi, natężenie to ustala się proporcjonalnie do udziału metanu w mieszaninie.

Warto nadmienić, że wprowadzenie tej regulacji w odniesieniu do spełnienia kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych według dyrektywy RED III odnosi się do instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną, ciepło i chłód. W takich przypadkach biometan stanowi końcowe paliwo z biomasy, a instalacja wykorzystująca biometan do wytworzenia energii jest ostatnim ogniwem łańcucha dostaw, odpowiedzialnym za obliczenie intensywności

emisji gazów cieplarnianych oraz określenia sprawności jednostki, co pozwala na obliczenie rzeczywistego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Zmiany te zostały wprowadzone poprzez modyfikację art. 135a ust. 3 i ust. 8 ustawy o OZE i zapewniają pełną zgodność krajowych regulacji z zastrzonymi wymogami dyrektywy RED III.

Ponadto, projektodawca przewiduje aktualizację załącznika do ustawy o OZE określającego zasady obliczania wpływu paliw z biomasy i ich odpowiedników kopalnych na emisję gazów cieplarnianych – jest to zapewnienie zgodności z brzmieniem załącznika VI dyrektywy 2018/2001 nadanym dyrektywą RED III. Projekt ustawy uwzględnia zmiany wynikające z uzupełnień oraz aktualizacji. Doprecyzowano zasady prowadzenia obliczeń ograniczenia emisji z upraw surowców oraz przepisy dotyczące uwzględniania redukcji emisji CO₂, w tym poprzez jednoznaczne określenie pojęcia pozostałości w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 11c ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz dodanie horyzontu czasowego odnoszącego się do produkcji towarów i usług komercyjnych.

2.5 Promowanie umów sprzedaży zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym (PPA)

2.5.1 Zmiana definicji umowy PPA

Zmiana definicji umowy PPA (ang. *Power Purchase Agreement*) zawartej w art. 5 ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne ma na celu implementację art. 2 pkt 14q dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III oraz uspoźnienie z regulacjami zawartymi w art. 121 i kolejnych ustawy o OZE.

Obowiązująca definicja ogranicza się wyłącznie do energii elektrycznej. Tymczasem dyrektywa RED III rozszerza umowy PPA na wszystkie nośniki energii, poprzez użycie sformułowania „obejmuje ona między innymi umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej oraz umowy zakupu odnawialnej energii grzewczej i chłodniczej”.

W związku z powyższym zmieniono definicję umowy PPA, wskazując, że dotyczy ona sprzedaży paliw lub energii wytworzonych z OZE. Wskutek powyższego należało rozszerzyć część przepisu stanowiącą o sposobie transportu tych paliw lub energii tak, aby uwzględniał on wszystkie przypadki. Zmodyfikowany przepis przewiduje, że transport paliw lub energii stanowiących przedmiot tej umowy może odbywać się za pomocą:

- 1) sieci elektroenergetycznej, gazowej, wodorowej, ciepłowniczej lub chłodniczej – w przypadku energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego;
- 2) linii bezpośredniej – w przypadku energii elektrycznej;
- 3) gazociągu bezpośredniego – w przypadku biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Umowa PPA stanowi specyficzny rodzaj umowy sprzedaży paliw lub energii, w której stronami umowy są wytwórca i odbiorca końcowy a nie jak w standardowej umowie sprzedaży sprzedawca i odbiorca końcowy.

Zasadne było zatem doprecyzowanie, że stroną tej umowy jest odbiorca końcowy a nie

odbiorca. Zgodnie natomiast z art. 2 pkt 39 ustawy o OZE, pod pojęciem wytwórcy należy rozumieć podmiot, który ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wytwarzający energię elektryczną lub ciepło z OZE lub wytwarzający biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan, lub wodór odnawialny w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub w wyłącznej strefie ekonomicznej.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym, obowiązek informowania Prezesa URE o zawarciu umowy oraz o jej głównych postanowieniach został nałożony na wszystkich wytwórców energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwórców biogazu, biogazu rolniczego, biometanu oraz wodoru odnawialnego i dotyczy umów sprzedaży zawartych z każdym rodzajem odbiorcy. Należy pamiętać, że zgodnie z art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne, pod pojęciem odbiorcy należy rozumieć każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Zatem użyte pojęcie „odbiorcy” jest za szerokie, nie przystające do specyfiki umów PPA i wymaga zawężenia do „odbiorcy końcowego”.

W art. 15 ust. 8 dyrektywa 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, nakłada na państwa członkowskie obowiązek oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu energii odnawialnej, oraz podjęcia działań na rzecz upowszechnienia takich umów, a także zapewnienia, aby te umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom oraz aby wszelkie powiązane gwarancje pochodzenia można było przenieść na nabywcę energii odnawialnej w ramach umowy zakupu energii odnawialnej. Zobowiązała ona państwa członkowskie do opisanego polityk i środków, za pomocą których państwa te działają na rzecz upowszechniania umów zakupu energii odnawialnej, w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, przedłożonych zgodnie z art. 3 i 14 rozporządzenia 2018/1999, oraz w zintegrowanych krajowych sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu składanych zgodnie z art. 17 tego rozporządzenia, a także do uwzględnienia w nich informacji na temat produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będącej przedmiotem ww. umów.

W celu wdrożenia ww. przepisów, art. 121a i 122 ustawy o OZE dot. gwarancji pochodzenia zostaną rozszerzone o sposób dostarczania biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego za pomocą gazociągu bezpośredniego w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo, art. 127b ustawy o OZE, oprócz rozszerzenia na umowy PPA rozszerzył działania promujące o spółdzielnie energetyczne i klastry energii, które zgodnie z założeniami KPEiK wchodzi do katalogu społeczności energetycznych. Działania te będą wykazywane w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne. Same zaś sprawozdania będą dodatkowo zawierały informację na temat ilości energii elektrycznej objętej umowami PPA.

2.5.2 Zmiany w ustawie – Prawo zamówień publicznych

Zachodzące zmiany na rynku energii nie mogą i nie powinny pozostać obojętne dla szeroko rozumianego sektora publicznego, także w zakresie, w jakim sektor ten zobowiązany jest do stosowania przepisów ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych²¹, zwanej dalej „ustawą – Prawo zamówień publicznych”. Szanse wynikające z tych zmian powinny zostać wykorzystane przez jednostki zobowiązane do stosowania ww. przepisów, aby w nie mniejszym niż sektor prywatny stopniu uczestniczyły w możliwościach lepszego zarządzania energią, optymalizacją modeli zakupu i zaopatrywania w energię. Dzisiaj taką szansę na optymalizację zakupów energii, ale także na uwzględnienie aspektów środowiskowych, dają odnawialne źródła energii. To dzięki zielonej energii zamawiający mogą obecnie szukać możliwości obniżenia kosztów pozyskania energii i zmniejszenia śladu węglowego.

Podkreślić należy także – co w przypadku sektora publicznego pozostaje szczególnie ważne – że inwestycje oparte na zielonej energii to także sposób budowania bezpieczeństwa energetycznego, a tym samym bezpieczeństwa publicznego. Wykorzystanie energii z OZE jest sposobem na uodpornienie sektora publicznego na skutki kryzysów energetycznych oraz niepewności wynikającej ze zmiennej dostępności innych paliw, pochodzących z zagranicy, w tym węglowodorów.

Proponowana zmiana ma na celu ułatwienie i upowszechnienie umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą energii elektrycznej z OZE a odbiorcą końcowym (zamawiającym publicznym), PPA oraz długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej, zwanych *corporate power purchase agreements* (cPPA). Ułatwienie zawierania przez zamawiających publicznych umów PPA i cPPA przyczyni się do realizacji celów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii, wynikających zarówno z prawa krajowego, jak i unijnego. Na poziomie krajowym „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP2040) podkreśla potrzebę decentralizacji wytwarzania energii i większego zaangażowania samorządów w projekty dotyczące odnawialnych źródeł energii. Natomiast dyrektywa 2018/2001 wyraźnie promuje PPA i cPPA jako narzędzie wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii, zobowiązując państwa członkowskie do usuwania barier prawnych dla takich umów.

Aktualnie dominującym wśród sektora publicznego modelem zakupu energii elektrycznej są kontrakty zawierane w modelu stałej ceny, tj. ceny jednostkowej za 1 MWh określonej dla całego okresu trwania umowy i objętego umową wolumenu energii – tzw. kontrakt *fixed price, Pay as Consume*. Typowym trybem postępowania są w takim przypadku niemal bez wyjątku tryby bez możliwości negocjacji ofert, oparte wyłącznie na porównaniu ofert w kryterium ceny, tj. tryb przetargu nieograniczonego albo tryby podstawowe bez negocjacji.

Przedsiębiorstwo obrotu, wyceniając stałą cenę za 1 MWh, nie może jednak przewidzieć wszystkich zmian czynników wpływających na cenę w perspektywie długoterminowej, a które (w uproszczeniu) doliczyć należy do ceny zakupu samej energii elektrycznej od wytwórcy. Dlatego dla kalkulacji ceny jednostkowej za 1 MWh wliczyć należy wszystkie ryzyka

²¹ Dz. U. z 2024 r. poz. 1320, z późn. zm.

realizacyjne takie jak koszty bilansowania, koszty profilu, ewentualne zmiany wolumenu np. powodowane w zawartym w umowie na dostawę prawie opcji zwiększenia, zmiany wycen zakupu powodowanych wahaniami kosztów produkcji, np. z powodu sytuacji geopolitycznej wpływającej na ceny paliw kopalnych, akcyzę i jej możliwe zmiany w okresie obowiązywania umowy, koszty certyfikatów, czyli praw majątkowych i ich ewentualne zmiany. W efekcie, cena oferowana odbiorcy (podmiotowi publicznemu) w takim przypadku, gdzie wszystkie zmiany czynników cenotwórczych energii elektrycznej ponosi sprzedawca energii, obejmuje (monetyzuje) wszystkie ryzyka realizacji przeniesione na sprzedawcę. A w efekcie jest to cena niemal zawsze wyższa od bieżącej koniunktury rynkowej.

Umowy typu PPA i cPPA funkcjonują na rynku polskim i rynkach zagranicznych już od dłuższego czasu, jednak stosowane są głównie w sektorze prywatnym z uwagi na brak instrumentów prawnych ułatwiających udzielanie tego rodzaju zamówień przez zamawiających publicznych.

Zawierając długoterminową umowę PPA i cPPA odbiorcy publiczni (w szczególności samorządy), zyskują zabezpieczenie określonego wolumenu energii z określonych źródeł wytwórczych po określonej cenie. Takie rozwiązanie przynosi wymierne korzyści, ponieważ daje stabilność i pozwala uodpornić się na większe wahania cenowe, które można zaobserwować na polskim rynku od kilku lat.

Umowy PPA i cPPA są wiarygodnym rozwiązaniem w zakresie zakupu zielonej energii, ponieważ energia ta pochodzi z konkretnie wskazanego źródła wytwórczego. Wiadomo więc kto jest wytwórcą tej energii i w jakiej technologii została wytworzona, jaka jej ilość została wytworzona i w jakim czasie oraz w którym miejscu została wyprodukowana. W konsekwencji, istnieje bezpośrednie, mierzalne i weryfikowalne powiązanie konsumpcji energii z wytwarzaniem w źródłach odnawialnych.

Mimo że już w obecnym stanie prawnym możliwe jest zorganizowanie i przeprowadzenie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na kontrakt PPA i cPPA, jednak jest ono znacznie utrudnione i wymaga wykonania czynności nie korespondujących ze specyfiką tych umów oraz dokonywania interpretacji przepisów prawa nie dostosowanego do takich umów, co zniechęca do tego typu postępowań zamawiających publicznych. Aby rozwiązanie to mogło stać się powszechnie stosowane, należy dokonać proponowanych zmian w przepisach, które usuną bariery dla realizacji takiego modelu zakupu.

Adekwatnym do specyfiki umów PPA i cPPA trybem udzielenia zamówienia będą przede wszystkim negocjacje z ogłoszeniem (ewentualnie, w przypadku zamówień poniżej progu unijnego, uregulowany w art. 275 pkt 3 ustawy – Prawo zamówień publicznych, tryb podstawowy z obligatoryjnymi negocjacjami), bowiem przy zamówieniu tym zdecydowaną większość warunków zamówienia mających wpływ na kształt umowy ustala się dopiero w toku postępowania w ramach negocjacji pomiędzy zamawiającym i wykonawcą. Warunki zamówienia udzielanego na gruncie kontraktu PPA i cPPA nie tylko muszą, ale wręcz powinny być kształtowane nie arbitralnie przez zamawiającego, ale w sposób bilateralny w toku negocjacji z potencjalnymi wykonawcami. Ważna jest także przy tym charakterystyka instalacji OZE powodującego różne uwarunkowania i różnych dostawców w różnym czasie, które powinny zostać rozpoznane i uwzględnione w toku negocjacji i następnie w dokumentacji

zamówienia, tak aby do udzielenia zamówienia dochodziło w warunkach jak największej konkurencyjności, ale jednocześnie aby warunki te przystawały do specyfiki umowy PPA i cPPA.

Proponowana zmiana w art. 83 ust. 4 ustawy – Prawo zamówień publicznych umożliwia odstępianie od dokonania przez zamawiającego analizy potrzeb i wymagań, o której mowa w art. 83 ustawy.

Analiza potrzeb i wymagań ma ułatwić zamawiającemu podjęcie jak najlepszej decyzji typu *make-or-buy*, a więc zdecydować czy realizować dane zadanie własnymi zasobami, czy zlecać je wykonawcy wybranemu w toku postępowania o udzielenie zamówienia. Analiza potrzeb i wymagań pozwala zamawiającemu, decydującemu się na udzielenie zamówienia publicznego, dostosować zamówienie do struktury rynku, zidentyfikować i przygotować się na ewentualne ryzyka oraz podjąć decyzję co do formy i trybu realizacji zamówienia.

Wiele czynników, których przeanalizowania wymagają przepisy o analizie potrzeb, w przypadku kontraktu PPA i cPPA udzielanego w trybie negocjacji z ogłoszeniem, nie będzie możliwych do zidentyfikowania w ramach uwarunkowań zamówienia w tym modelu. Trudno będzie bowiem prowadzić analizę nie mając bieżących informacji z rynku chociażby nt. dostępnych dla konkretnego zamawiającego profili produkcji czy dostępności źródeł wytwórczych na potrzeby ewentualnego kontraktu. Stąd konieczność przeprowadzania pełnej analizy potrzeb wydaje się nadmiernym wymaganiem, nie mającym faktycznego znaczenia dla zasady efektywności zakupu. W przypadku PPA i cPPA, wiele z tych elementów, które ustawa nakazuje analizować w ramach art. 83 ust. 4 ustawy będzie przedmiotem negocjacji w toku postępowania o udzielenie zamówienia i dopiero wówczas zostanie zidentyfikowana i zdefiniowana.

Jednocześnie sama potrzeba zakupowa, tj. zapewnienie dostaw energii elektrycznej, jest potrzebą dość oczywistą, co do której trudno prowadzić analizy na poziomie racjonalności takiej potrzeby czy efektywności udzielenia zamówienia. Trudno mówić o możliwości zaspokojenia tych potrzeb w całości siłami własnymi. Sam zamiar zakupu zielonej energii w ramach kontraktu PPA i cPPA pozostaje także (na ten moment) definiowany określoną strategią i wyborem jednostki, która chce realizować w ten sposób swoje cele – np. marketingowe, promocyjne czy związane z optymalizacją kosztową zakupów energii. Jest to decyzja nie będąca wynikiem analizy konkretnego zamówienia tylko strategii działania i zarządzania danym podmiotem zamawiającym w ogóle.

O ile analiza potrzeb i wymagań stanowi realne wsparcie dla zasady efektywności zamówień i wyraźnie przyczynia się do podniesienia standardów planowania przez zamawiających, o tyle w przypadku zakupu zielonej energii w modelu PPA i cPPA nie spełnia swojej pozytywnej funkcji. Jak wynika bowiem z powyższego, utrzymywanie wymogu sporządzenia analizy potrzeb w przypadku zamówień na zieloną energię dla tych kontraktów stanowi raczej wymagany przez ustawę formalizm, aniżeli narzędzie zapewnienia efektywności zamówień. Stąd też wymóg ten nie powinien mieć zastosowania do umów PPA i cPPA.

Proponowana zmiana jest zgodna z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/24/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie zamówień publicznych, uchylająca dyrektywę 2004/18/WE

(„dyrektywa 2014/24/UE”). Choć analiza potrzeb i wymagań wspiera zasadę efektywności określoną w motywie 2 dyrektywy 2014/24/UE, nie jest ona obowiązkowa. Narzędzie analizy potrzeb jest rozwiązaniem krajowym, a wprowadzenie wyjątków od potrzeby jej stosowania zgodnie z niniejszą propozycją mieści się w granicach Dyrektywy 2014/24/UE.

Z uwagi na specyfikę kontraktów PPA i cPPA, a także innych rodzajów zamówień, które spełniają przesłanki udzielenia zamówienia w trybie negocjacji z ogłoszeniem, proponuje się jasne zdefiniowanie, że warunki zamówienia opisane zgodnie z art. 134 ust. 2 pkt 4 i 5 ustawy – Prawo zamówień publicznych mogą ulegać zmianie w toku negocjacji ofert. Umożliwi to zamawiającemu objęcie negocjacjami np. kwestii zabezpieczenia należytego wykonania umowy.

W przypadku kontraktów PPA i cPPA typowe będą sytuacje, w których wykonawca, przystępując do postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, będzie na zaawansowanym etapie inwestycji w instalację odnawialnego źródła energii, jednak na moment wszczęcia postępowania, nie będzie posiadał jeszcze koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z tego źródła (która to koncesja jest przyznawana na końcu procesu inwestycyjnego, po uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie inwestycji). Ustawa powinna umożliwiać dopuszczenie takiego wykonawcy do udziału w postępowaniu, jeżeli będzie on w stanie uprawdopodobnić ukończenie inwestycji w wymaganym przez zamawiającego terminie. Wówczas zamawiający żądałby spełnienia warunku udziału w postępowaniu w zakresie uprawnień do prowadzenia określonej działalności gospodarczej lub zawodowej (art. 112 ust. 2 pkt 2) – koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej – jako podmiotowego środka dowodowego dopiero na etapie składania ofert ostatecznych. To zaś wymagałoby, aby opis stosownego warunku udziału w postępowaniu zawarty został dopiero w SWZ (art. 167 ust. 2), a nie już na etapie opisu potrzeb i wymagań. Taka konstrukcja zapewniłaby większą elastyczność zamawiającemu i wykonawcom, a jednocześnie zabezpieczy interes zamawiającego poprzez możliwość zażądania wykazania się koncesją przez wykonawcę przed zawarciem umowy o zamówienie publiczne. Proponowane rozwiązania wpisują się w te wprowadzone najnowszą nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw²²) w zakresie możliwości sprzedaży przed uzyskaniem koncesji.

W projekcie proponuje się dodanie przepisu umożliwiającego zawarcie, w zakresie energii elektrycznej, umowy PPA oraz umowy stanowiącej instrument finansowy na okres dłuższy niż 4 lata, co stanowi wyjątek w odniesieniu do zasad dotyczących czasu, na jaki zawierane są umowy na podstawie ustawy nowelizowanej. Zaproponowany przepis ma na celu uwzględnienie różnych rodzajów cPPA funkcjonujących już w praktyce. W zakresie odnoszącym się do kontraktów wirtualnych odwołuje się do przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi³. Wirtualny kontrakt cPPA wykazuje bowiem cechy instrumentu wskazanego w art. 2 ust. 1 pkt 2 lit. d ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, tzn. instrumentu pochodnego, dla którego instrumentem bazowym jest towar, tj. energia elektryczna, i który będzie wykonywany wyłącznie przez rozliczenie finansowe między stronami.

²² Dz.U. z 2026 r. poz. 516

Wskazać należy, że skutkiem wszystkich kontraktów typu cPPA jest zabezpieczenie cen energii elektrycznej, które zamawiający płaci (rozumiane jako skompensowanie wpływu potencjalnych wahań cen energii elektrycznej na wyniki finansowe zamawiającego), a także umożliwienie temu podmiotowi zamawiającemu realnego oddziaływania w sposób pozytywny na rozwój energetyki odnawialnej.

W obecnym stanie prawnym udzielenie zamówienia w modelu cPPA (kontrakt długoterminowy) jest możliwe niemal wyłącznie przy powołaniu się na wyjątek, o którym mowa w art. 434 ust. 2 ustawy – Prawo zamówień publicznych, o ile zamawiający będzie w stanie wykazać, że wykonanie zamówienia w dłuższym okresie spowoduje oszczędności kosztów realizacji zamówienia w stosunku do okresu czteroletniego. Zamawiający, dokonując analizy na potrzeby wykazania takiej przesłanki, musi poprzeć ją zatem odpowiednimi prognozami i symulacjami cenowymi, które dla przeciętnego zamawiającego są niemal niemożliwe do pozyskania bez dodatkowego zlecenia specjalistycznych usług doradczych. Innymi słowy, obecnie zamawiający każdorazowo musi wykazać możliwość zawarcia umowy na okres dłuższy niż 4 lata na gruncie przeprowadzonej przez siebie analizy porównawczej kosztów, co stanowi istotną barierę faktyczną w dostępie do analizowanego modelu cPPA. Proponowana zmiana likwiduje tę barierę.

Jednocześnie zmiana ta nie koliduje z postanowieniami Dyrektywy 2014/24/UE, gdyż regulacja art. 434 ust. 2 ustawy – Prawo zamówień publicznych jest rozwiązaniem krajowym. Ani dyrektywa 2014/24/UE ani dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylająca dyrektywę 2004/17/WE, nie ograniczają okresu trwania umów na dostawę energii elektrycznej. Co więcej, w Europie można już znaleźć przykłady tego rodzaju długoterminowych umów – przykładowo, Miasto Ghent zawarło z Beauvent umowę cPPA pod koniec 2021 roku, na okres do 15 lat, obejmującą wirtualną dostawę energii elektrycznej z OZE, Miasto Londyn zawarło umowę z Voltalia w 2020 roku, również na okres 15 lat.

2.6 Gwarancje pochodzenia

2.6.1 Gwarancje pochodzenia – zmiany w ustawie o OZE

W art. 2 ustawy o OZE wprowadza się dwie definicje: „operator rejestru gwarancji pochodzenia” (art. 2 pkt 22b), dalej: „operator rejestru” oraz „rejestr gwarancji pochodzenia” (art. 2 pkt 29aa). Projektowane definicje są niezbędne do dokonywanej gruntowej przebudowy systemu gwarancji pochodzenia.

Projektowana nowelizacja dokonuje przeniesienia kompetencji w zakresie wydawania gwarancji pochodzenia z Prezesa URE do operatora rejestru będącego podmiotem prowadzącym giełdę towarową lub prowadzącym na terytorium RP rynek regulowany tj. Towarową Giełdę Energii S.A. Dzięki temu operator rejestru funkcjonować będzie jako podmiot zarządzający kompleksowo całym systemem gwarancji pochodzenia, od momentu złożenia wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, aż do momentu jej umorzenia. Stąd też operator rejestru został zdefiniowany jako podmiot zarządzający i administrujący rejestrem gwarancji pochodzenia.

Rejestr służyć będzie wszystkim działaniom podejmowanym w celu uzyskania gwarancji pochodzenia – czyli polegającym na wydawaniu, dzieleniu, uznawaniu, obrocie, umarzaniu i rejestracji gwarancji pochodzenia. Pod kątem technicznym rejestr został określony jako system teleinformatyczny w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną²³. Konkretny zakres czynności i dostępności rejestru wyjaśniono w uzasadnieniu kolejnych przepisów dot. gwarancji pochodzenia.

W art. 120 ust. 1 ustawy o OZE w części wspólnej uchyla się sformułowanie „wydawana w postaci elektronicznej”. Celem jest usunięcie zbędnego odwołania do „postaci elektronicznej” gdyż istota gwarancji jako zapisu w rejestrze teleinformatycznym zostaje przesądzona dalej i w tym zakresie nie trzeba wielokrotnie wyjaśniać tego aspektu. Warto jednak podkreślić, że biorąc pod uwagę projektowaną koncepcję, aspekt informatyzacji i elektronizacji całego procesu jest bardzo istotny. Zdaniem projektodawcy, pozwoli to na ułatwienie i przyspieszenie mechanizmu wydawania gwarancji pochodzenia.

W art. 120 ustawy o OZE dodaje się także ust. 11, w którym przesądza się, że na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia dla biometanu transportowanego siecią momentem wytworzenia jest moment wprowadzenia go do sieci. Doprecyzowanie to ma na celu zapewnić spójność ewidencyjną i weryfikacyjną biorąc pod uwagę później opisywany proces weryfikacji wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia. Pozwoli to tym samym wyeliminować wątpliwości interpretacyjne w tym zakresie.

W art. 121 ustawy o OZE nadaje się nowe brzmienie ust. 1-2, wprowadzając przede wszystkim obowiązek składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wyłącznie za pośrednictwem rejestru. Celem regulacji jest pełna cyfryzacja ścieżki wnioskowej, co sprzyja przejrzystości i skróceniu czasu obsługi. Jednocześnie, w ust. 3, rozbudowuje się zakres danych wymaganych we wniosku m.in. o oznaczenie czy instalacje zostały ujęte we wniosku o wpis do rejestru klastrów energii, wykazu spółdzielni energetycznych lub wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. Jest to przepis niezbędny do dokonania implementacji dyrektywy RED III w zakresie stosowania niższych opłat rejestrowych dla takich podmiotów, operator rejestru musi bowiem mieć możliwość zidentyfikować podmioty, które będą mogły skorzystać z preferencyjnych stawek opłat.

Poprzez usunięcie z elementów wniosku wymogu podawania numeru Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) przepis ma ponadto charakter deregulacyjny.

Uchylenie art. 121 ust. 4 ustawy o OZE wynika z przeniesienia kompetencji do wydawania gwarancji pochodzenia z organu administracji na podmiot prywatny. Z kolei art. 121 ust. 11 pkt 2 ustawy o OZE pozwala na wyposażenie operatora rejestru w aktualne informacje o jednostkach posiadających akredytację Polskiego Centrum Akredytacji w zakresie potwierdzania danych oraz informacji zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia. Ze względu na fakt, iż te organy będą posiadać swoje konto w rejestrze, operator rejestru musi mieć pełen zbiór informacji umożliwiający wpisanie takich jednostek, ale również ich wypisanie z rejestru.

²³ Dz. U. z 2024 r. poz. 1513.

Nowy art. 121a ustawy o OZE, porządkuje weryfikację danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz ustala podmiot właściwy do weryfikacji w zależności od rodzaju substancji i sposobu jej wprowadzenia do sieci lub wykorzystania.

W art. 121a ust. 2 ustawy o OZE, względem obecnych regulacji, skrócono czas przekazania wyników weryfikacji z 30 dni na 15 dni, co przyspieszy proces wydawania gwarancji pochodzenia. Warto podkreślić, że dyrektywa RED III wskazuje na przyspieszenie procesu wydawania gwarancji pochodzenia w kontekście ograniczonej grupy instalacji OZE, jednak projektodawca postanowił przygotować skrócone terminy dla wszystkich uprawnionych do złożenia wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia.

Nieodpłatny dostęp operatora rejestru do danych Prezesa URE i Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wspierania Rolnictwa, zwanego dalej „Dyrektorem Generalnym KOWR”, skróci obieg dokumentów i ograniczy obciążenia adresatów regulacji, nie będzie bowiem konieczne dokonywanie czynności w zakresie przekazywania danych pomiędzy podmiotami. Jednocześnie przepis wyłącza odpowiedzialność operatora rejestru za prawdziwość i kompletność danych przekazanych przez wskazane podmioty, co odzwierciedla przyjęty model rozdzielania ról i odpowiedzialności.

W art. 122 ustawy o OZE określono tryb postępowania operatora rejestru z wnioskami składanymi przy użyciu rejestru gwarancji pochodzenia: wnioski niekompletne lub zawierające błędy pozostawia się bez rozpoznania z jednoczesnym poinformowaniem wnioskodawcy, wraz z podaniem przyczyny, zaś wydanie gwarancji pochodzenia następuje niezwłocznie po otrzymaniu informacji o wyniku weryfikacji zgodnie z art. 121a ust. 2 ustawy o OZE. Efektem dokonanej informatyzacji jest skrócenie terminu na wydanie gwarancji pochodzenia. Zamiast dotychczasowego terminu 30 dni, gwarancja pochodzenia może zostać wydana niezwłocznie. Rozwiązanie to również wpisuje się w implementację dyrektywy RED III w zakresie przyspieszenia procesu wydawania gwarancji pochodzenia dla określonych instalacji.

Ujednolica się także postać gwarancji pochodzenia jako zapisu w rejestrze oraz doprecyzowuje mechanizm rozdzielania (w tym stosowanie odpowiednie do uznanych gwarancji, o ile nie były uprzednio rozdzielane). Celem tych modyfikacji jest uproszczenie procedury oraz jednoznaczne powiązanie skutków prawnych z dokonaniem odpowiednich wpisów w rejestrze.

W art. 123 ustawy o OZE przebudowuje się mechanizm uznawania gwarancji pochodzenia wydanych w innych państwach UE, EFTA (EOG), Konfederacji Szwajcarskiej oraz Wspólnocie Energetycznej, wprowadzając wymogi co do treści wniosku i załączanych dokumentów potwierdzających status gwarancji. Przesądza się katalog podstaw odmowy uznania (m.in. braki formalne, wątpliwości co do autentyczności lub wiarygodności, status uniemożliwiający uznanie) oraz wprowadza się obowiązek niezwłocznego powiadomienia ministra właściwego do spraw klimatu o odmowie wraz z uzasadnieniem, a następnie informowania Komisji Europejskiej przez ministra właściwego do spraw klimatu o przyczynach odmowy. Uznanie stanowi warunek wpisu danej gwarancji do rejestru krajowego. Rozwiązanie to ma na celu zapewnienie przejrzystości transgranicznego obrotu oraz zgodności krajowego reżimu z mechanizmami unijnymi, przy jednoczesnym zabezpieczeniu przed nadużyciami.

W art. 124 ustawy o OZE uchyla się dotychczasowe ust. 1–3 i 10 i 12, porządkując model funkcjonowania systemu i roli operatora rejestru. Wprowadza się zasadę, że przeniesienie gwarancji pochodzenia następuje z chwilą dokonanego wpisu w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także przesądza się, że czynności dotyczące gwarancji (wydanie, uznanie oraz inne wnioski i dyspozycje) podlegają opłacie określonej w regulaminie operatora, z jednoczesnym wprowadzeniem preferencyjnych stawek dla instalacji ujętych we wnioskach o wpis do rejestru klastrów energii, wykazu spółdzielni energetycznych i wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. Preferencyjne stawki stanowią bezpośrednią implementację założeń dyrektywy RED III.

W art. 124a ustawy o OZE modyfikuje się tryb umarzania gwarancji pochodzenia poprzez dodanie wymaganych elementów dyspozycji (identyfikacja podmiotu, status przedsiębiorstwa energetycznego lub odbiorcy końcowego, wskazanie celu umorzenia, w tym konwersji energetycznej) oraz przesądzenie, że umorzenie następuje z chwilą zarejestrowania dyspozycji w rejestrze, który generuje potwierdzenie umorzenia. Celem zmiany jest pełna forma elektroniczna i zautomatyzowanie etapu końcowego cyklu życia gwarancji, w tym jednoznaczne oznaczanie przypadków konwersji, co ma znaczenie dla rzetelności sprawozdawczej i rozliczeń środowiskowych.

Projektowana ustawa wprowadza przepisy wdrażające art. 31a ust. 4 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. W art. 124b ustawy o OZE przesądzono, iż w przypadku gdy informacja o danej ilości biometanu, biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego już została wprowadzona do Unijnej Bazy Danych, na ten sam wolumen nie można już wydać gwarancji pochodzenia. W przypadku gdy najpierw wydano gwarancje pochodzenia a dopiero później wprowadzono informacje o wolumenie do Unijnej Bazy Danych – do tej bazy przekazuje się także informacje o tych gwarancjach pochodzenia.

Zapewniono także, że obrót gwarancjami pochodzenia nie może się odbywać poza Unijną Bazą Danych. Zmiany mają na celu wypełnienie celu KE, a więc brak możliwości „oderwania” dokumentu, jakim jest gwarancja pochodzenia, od innego dokumentu, jakim jest PoS, które zostały wydane na ten sam wolumen.

Uchylenie w art. 125 ustawy o OZE ust. 1–3 wynika z przejęcia obsługi gwarancji pochodzenia przez podmiot nie będący organem administracji publicznej.

W związku z tym, jak również w celu przyspieszenia i odformalizowania całego procesu wprowadza się tryb reklamacyjny obejmujący przypadki niewydania gwarancji z przyczyn leżących po stronie operatora rejestru oraz odmowy uznania gwarancji. Ustala się wymogi co do treści reklamacji, terminy jej wniesienia, możliwość wzywania do uzupełnień, a także 30-dniowy termin na rozpatrzenie wraz z podaniem uzasadnienia w razie odmowy uwzględnienia. Celem jest zagwarantowanie adresatom regulacji efektywnego środka ochrony w nowym modelu obsługi gwarancji pochodzenia.

Dodaje się art. 125^[1]–125^[3] ustawy o OZE, które kompleksowo regulują status i zadania operatora rejestru, zasady funkcjonowania samego rejestru oraz obowiązek opracowania i publikacji regulaminu. W art. 125^[1] określa się, że zadania operatora rejestru wykonuje podmiot prowadzący giełdę towarową albo rynek regulowany, a do zadań operatora należą w

szczegółności: zarządzanie i administrowanie rejestrem, przetwarzanie danych, wydawanie i uznawanie gwarancji, rozpatrywanie reklamacji, organizowanie obrotu oraz przetwarzanie danych gromadzonych w rejestrze. W art. 125^[2] wyznacza się katalog podmiotów posiadających dostęp do rejestru, wraz z przypisaniem operatorowi statusu administratora danych i wprowadzeniem obowiązków w zakresie ochrony poufności, integralności, dostępności i autentyczności informacji.

W art. 125^[3] ustawy o OZE zobowiązuje się operatora do publikacji regulaminu określającego sposób korzystania z rejestru, szczegółowe procedury w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz reklamacji, a także stawki opłat. Celem wydawania regulaminu jest instytucjonalne umocowanie operatora, zapewnienie bezpieczeństwa i przejrzystości danych oraz zagwarantowanie rynkowej przewidywalności poprzez regulamin.

Podsumowując zmiany wprowadzone w zakresie gwarancji pochodzenia, należy wyjaśnić, że gwarancje pochodzenia są instrumentem, z którego korzystanie jest dobrowolną decyzją biznesową danego podmiotu. Uczestnictwo w obrocie nimi jest zatem zupełnie dobrowolne. Nie stanowią również instrumentu pomocowego. Dyrektywy nakazują państwom członkowskim, co do zasady, wprowadzenie do krajowego porządku prawnego takiego instrumentu oraz określają wybrane zasady jego działania. Mając powyższe na uwadze, zdecydowano, że uzasadnionym działaniem będzie odformalizowanie dotychczasowego modelu ich wydawania i obrotu przez przeniesienie tego zadania z właściwości organu administracji (którego działania wymagały poruszania się w ramach procedur administracyjnych) do kompetencji podmiotu rynkowego, który, po pierwsze, już obecnie uczestniczy w realizacji zadań związanych z gwarancjami pochodzenia (prowadzenie rejestru w jego obecnej formie), jak również, z racji profilu swojej działalności i dotychczasowego doświadczenia, jest najbardziej kompetentny do realizacji tego zadania.

Co więcej, nowy model obrotu gwarancjami pochodzenia, odbywający się w systemie teleinformatycznym, jest wzorowany na obrocie organizowanym obecnie przez TGE. W związku z tym, wszelkie relacje w ramach systemu gwarancji pochodzenia będą stosunkami natury cywilnoprawnej. Dlatego też, w projektowanych przepisach przyjęto zasadę regulowania kwestii wyłącznie niezbędnych z perspektywy ustawodawcy do zafunkcjonowania nowego systemu (określenie roli i zadań podmiotów uczestniczących w nowym systemie, rodzajów czynności możliwych do podjęcia względem gwarancji pochodzenia, czy też samego faktu odpłatnego charakteru działań operatora). Pozostałe kwestie zostaną ukształtowane w relacjach dwustronnych pomiędzy podmiotami zainteresowanymi udziałem w obrocie dokumentem, jakim są gwarancje pochodzenia, analogicznie jak obecnie kształtuje się to w zakresie obrotu innymi instrumentami prowadzonego przez TGE.

W art. 131 ustawy o OZE rozbudowuje się obowiązki sprawozdawcze przez dodanie operatora rejestru do kręgu podmiotów zobowiązanych do przekazywania informacji ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz przez wprowadzenie kwartalnego raportowania liczby wydanych gwarancji pochodzenia z podziałem na rodzaje instalacji OZE. Celem jest wzmocnienie nadzoru analitycznego i zapewnienie decydom dostępu do bieżących, zagregowanych danych o rynku gwarancji pochodzenia.

2.6.2 Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

W ustawie – Prawo energetyczne (art. 11zc) dodaje się operatora rejestru gwarancji pochodzenia do katalogu podmiotów uprawnionych do otrzymywania danych niezbędnych z CSIRE do obsługi rejestru. Celem tej zmiany jest umożliwienie sprawnego i zgodnego z prawem obrotu informacją pomiędzy operatorami systemów, organami i operatorem rejestru, tak aby procesy weryfikacyjne i rejestrowe mogły być realizowane terminowo i w oparciu o wiarygodne źródła.

Łącznie proponowane zmiany tworzą spójny model prawny, w którym cykl życia gwarancji pochodzenia – od wniosku, przez weryfikację, wydanie, uznanie, obrót i rozdzielanie, po umorzenie i sprawozdawczość – jest realizowany w całości za pośrednictwem rejestru teleinformatycznego prowadzonego przez profesjonalnego operatora, z jasnym rozdziałem ról, odpowiedzialności i terminów, a także z zapewnieniem odpowiednich mechanizmów kontrolnych, reklamacyjnych i ochrony danych.

2.6.3 Zmiany w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji²⁴, zwanej dalej „ustawą CHP” mają na celu scalenie określonego w niej systemu gwarancji pochodzenia z systemem uregulowanym na gruncie ustawy o OZE. Pozwoli to na wprowadzenie jednego, scyfryzowanego systemu obrotu tymi dokumentami.

W szczególności, w ustawie dodaje się definicje „operatora rejestru gwarancji pochodzenia” (nowy pkt 18a) oraz „rejestru gwarancji pochodzenia” (nowy pkt 33a)

W art. 82 ustawy CHP nadano nowe brzmienie ust. 1 i 2, wprowadzając obowiązek składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wyłącznie za pośrednictwem rejestru, a także stały termin na złożenie wniosku – do dnia 30 marca danego roku w odniesieniu do energii wyprodukowanej w roku poprzednim; celem jest pełna cyfryzacja procesu dla jednostek kogeneracji oraz ujednoczenie i przewidywalność cyklu wnioskowego.

Jednocześnie, w art. 82 ustawy CHP zmienia się brzmienie ust. 5 i 6 co porządkuje system weryfikacji danych. W zakresie danych z art. 82 ust. 3 pkt 3–6 ustawy CHP – ich weryfikacji dokonywać będzie jednostka akredytowana. Jest to naturalna konsekwencja wprowadzanej zmiany polegającej na tym, że Prezes URE nie będzie brał już czynnego udziału w systemie gwarancji pochodzenia, a więc także i w procesie weryfikacji danych z wniosków. Potwierdzenie wyniku weryfikacji przekazywane jest operatorowi rejestru w terminie 15 dni od złożenia wniosku, wraz z potwierdzeniem ilości energii wytworzonej w jednostce kogeneracji i wprowadzonej do sieci. Celem jest skrócenie procesu i ustandaryzowanie ścieżki weryfikacyjnej.

W art. 83 ustawy CHP wprowadzono rozwiązanie, zgodnie z którym wniosek niekompletny lub zawierający błędy pozostawia się bez rozpoznania, o czym informuje się wnioskodawcę w terminie 15 dni od złożenia wniosku, co upraszcza i dyscyplinuje procedurę. Ponadto, przesądza się, że gwarancję pochodzenia wydaje operator rejestru niezwłocznie po otrzymaniu

²⁴ Dz. U. z 2025 r. poz. 602.

informacji o wyniku weryfikacji, co odchodzi od dotychczasowego modelu, w którym decyzję podejmował Prezes URE, i spójnie wpisuje kogenerację w ogólny reżim rejestrowy.

W art. 84 ustawy CHP nadano nowe brzmienie ust. 1, przesądzając, że uznanie gwarancji pochodzenia wydanej w innym państwie UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie EFTA-EOG następuje przez operatora rejestru na wniosek podmiotu posiadającego tę gwarancję, a jednocześnie uchylono ust. 2 i 3. Zmianę tę wprowadza się w celu ujednoczenia kompetencji w zakresie uznawania zagranicznych gwarancji pochodzenia i powiązania tego procesu z wpisem do krajowego rejestru.

Uchyła się art. 85 i art. 86 ustawy CHP, co ma charakter systemowy i porządkujący: dotychczasowe konstrukcje zostają zastąpione rozwiązaniami opartymi na rejestrze teleinformatycznym i operatorze rejestru. Zdecydowano również, że w celu zapewnienia jednolitości systemu gwarancji pochodzenia, w ustawie CHP nie będzie się powielać regulacji dotyczących funkcjonowania rejestru i operatora określonych w ustawie o OZE, natomiast zapewni się ich stosowanie poprzez odpowiednie odesłanie. W tym celu dodaje się art. 86a ustawy CHP, w którym przewiduje się stosowanie – w zakresie nieuregulowanym – przepisów ustawy o OZE dotyczących gwarancji pochodzenia (w tym art. 120 ust. 2 i 3, art. 122 ust. 5, 10 i 13, art. 123 ust. 1a–5, art. 124, 124a, art. 125 ust. 4–10 oraz art. 125¹–125³), a także odpowiednie stosowanie art. 121 ust. 2 (część wspólna).

2.7 Zmiany warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

Zmiany wynikają z konieczności dostosowania obowiązujących przepisów do art. 18 i załącznika IV dyrektywy 2018/2001, w zakresie potwierdzenia posiadania kwalifikacji do instalowania instalacji OZE, magazynów energii i punktów ładowania (bez określenia wartości mocowych).

Zmiany mają na celu dostosowanie krajowego systemu certyfikacji instalatorów do aktualnych uwarunkowań technicznych rynku energii. Dyrektywa RED III akcentuje konieczność przyspieszenia rozwoju OZE, zapewnienia wysokiej jakości infrastruktury towarzyszącej oraz zwiększenia elastyczności systemu energetycznego, m.in. przez rozwój rozwiązań wspierających integrację OZE, w tym magazynowania energii, a także rozwój rozwiązań służących dekarbonizacji sektorów końcowego zużycia energii, w tym transportu, co w praktyce wiąże się z rozwojem infrastruktury ładowania - punktów ładowania pojazdów elektrycznych.

Celem regulacji jest również podniesienie poziomu bezpieczeństwa i jakości wykonywania instalacji poprzez objęcie jednolitymi wymaganiami kwalifikacyjnymi nowych kategorii urządzeń, które coraz częściej współpracują z instalacjami OZE.

Rozszerzenie katalogu instalacji objętych systemem certyfikacji instalatorów prowadzonym przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, zwanego dalej „Prezesem UDT”, podlegającego ministrowi ds. gospodarki tworzy spójne warunki dla świadczenia usług instalacyjnych w obszarach o rosnącym znaczeniu gospodarczym i inwestycyjnym. Ma to szczególny wpływ na wykorzystanie energetyki rozproszonej w działalności gospodarczej.

Urząd Dozoru Technicznego, zwany dalej „UDT”, posiada kompetencje techniczne, szczególnie w zakresie stacji ładowania. Wykonuje ich badania techniczne przed dopuszczeniem do eksploatacji, prowadzi także szeroko zakrojone działania polegające na propagowaniu wiedzy technicznej obejmującej te urządzenia, które są stosunkowo nowym rozwiązaniem na rynku.

Należy zaznaczyć, że powyższy zakres jest związany z dostosowaniem działalności przedsiębiorstw i kompetencji ich pracowników do zmieniającego się rynku, w szczególności energetyki rozproszonej, co leży we właściwości ministra ds. gospodarki.

2.7.1 Zmiany w ustawie o OZE

Zmiana zakresu przedmiotowego certyfikacji

Zmiana polega na zastąpieniu szczegółowego opisu instalacji OZE (w tym parametrów mocy), określeniem funkcjonującym w definicji ustawowej: „instalacji odnawialnego źródła energii”.

Zmiana w zakresie dokumentowania i uznawania kwalifikacji

Proponowany projekt przepisów, zmienia brzmienie art. 145 ust. 1 oraz wprowadza art. 145a ustawy o OZE.

Na podstawie tej regulacji certyfikat lub równoważny dokument wydany w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej na podstawie kryteriów określonych w załączniku IV dyrektywy 2018/2001 stanowi dokument równoważny z certyfikatem wydanym na podstawie art. 139 ust. 2 i stanowi podstawę do zgłoszenia Prezesowi UDT zamiaru rozpoczęcia instalacji.

Osoby będące obywatelami państw członkowskich Unii Europejskiej, będą mogły skorzystać dobrowolnie z prawa wzajemnego uznawania certyfikatów lub równoważnych dokumentów potwierdzających posiadanie kwalifikacji.

Obywatele innych niż ww. państw nadal będą zobowiązani do uzyskania certyfikatu lub równoważnego dokumentu, zgodnie z art. 145 ustawy o OZE, w przeciwnym wypadku nie będą mogli instalować w Polsce właściwych instalacji.

Zmiana w zakresie delegacji ustawowej i organizacji prac Komitetu Odwoławczego

Proponowane zmiany art. 152, 154 i 157 ustawy o OZE dotyczą dostosowania delegacji ustawowej do wydania rozporządzeń oraz organizacji prac Komitetu Odwoławczego do rzeczywistej właściwości ministra wynikającej z ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej²⁵, zwanej dalej „ustawą o działach administracji rządowej”. Potwierdzeniem takiego podejścia jest analogiczna rola ministra ds. gospodarki określona w art. 81 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych²⁶, zwanej dalej „ustawą wiatrową”.

Dotychczas organem właściwym do wydania rozporządzenia był minister właściwy do spraw energii. Po zmianie organem właściwym będzie minister właściwy do spraw gospodarki. Zmiana ta wynika z zakresu przedmiotowego regulacji dotyczących certyfikacji instalatorów, który, obejmuje również magazyny energii oraz punkty ładowania pojazdów elektrycznych

²⁵ Dz. U. z 2025 r. poz. 1275.

²⁶ Dz. U. z 2024 r. poz. 317.

(zmiany w tym zakresie zostały opisane w sekcji dotyczącej zmian w ustawie o dozorze technicznym).

Zgodnie z art. 9 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej²⁷, do ministra właściwego do spraw gospodarki należą w szczególności sprawy gospodarki, przedsiębiorczości, konkurencyjności gospodarki, współpracy gospodarczej z zagranicą, jak również sprawy kształtowania warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej oraz podejmowania działań sprzyjających wykorzystaniu energetyki rozproszonej.

Zgodnie z art. 128 ust. 1 pkt 1a oraz ust. 2a ustawy o OZE, zadania ministra właściwego do spraw gospodarki obejmują działania promujące wykorzystanie energetyki rozproszonej w działalności gospodarczej.

Certyfikacja instalatorów ma charakter usługowy i rynkowy. Stanowi element działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorców oraz wpływa na jej profesjonalizację, jakość świadczonych usług, rozwój nowych technologii i wzrost ich konkurencyjności na rynku.

Zakres certyfikacji wykracza zatem poza obszar stricte energetyczny. Obejmuje rozwój technologii, infrastruktury oraz innowacji i jest bezpośrednio związany z rozwojem przedsiębiorczości. W konsekwencji właściwość ministra do spraw gospodarki jest adekwatna do charakteru regulowanej materii, podczas gdy działania ministra właściwego do spraw energii koncentrują się przede wszystkim na bezpieczeństwie energetycznym, funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego i regulacji rynków paliw i energii.

Należy również podkreślić, że UDT – organ odpowiedzialny za przeprowadzanie egzaminów, certyfikację oraz nadzór nad systemem certyfikacji – podlega ministrowi właściwemu do spraw gospodarki. Zmiana art. 152 ustawy o OZE zapewnia więc spójność kompetencyjną i organizacyjną oraz jednolitą linię nadzoru nad całym procesem regulacyjnym i wykonawczym.

Rozszerzenie certyfikacji w ustawie o dozorze technicznym na magazyny energii i infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych wprowadza dodatkowo istotny komponent technologiczny i innowacyjny, charakterystyczny dla nowoczesnej gospodarki opartej na nowych technologiach. Jest to zgodne z kierunkami polityki Unii Europejskiej, w szczególności w zakresie rozwoju rozproszonych technologii energetycznych, wspierania MŚP, innowacji oraz nowych modeli biznesowych. Przeniesienie kompetencji do ministra właściwego do spraw gospodarki odpowiada zatem logice systemowej, porządkuje strukturę nadzoru, odzwierciedla rzeczywisty charakter regulowanej działalności oraz wspiera integrację nowych technologii z rynkiem.

Zmiana art. 154 ustawy o OZE ma charakter konsekwentny i porządkujący - dostosowuje sposób organizacji i nadzoru nad Komitetem Odwoławczym do zmienionej właściwości ministra (tożsama rola ministra ds. gospodarki określona w art. 81 ustawy wiatrowej).

2.7.2 Zmiany w ustawie o dozorze technicznym

Zgodnie z art. 5 projektowanej ustawy wszystkie przepisy dotyczące warunków i trybu

²⁷ Dz. U. z 2025 r. poz. 1275, 1846, z 2026 r. poz. 160.

wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE oraz akredytowania organizatorów szkoleń ujęte w rozdziale 7 ustawy OZE, w odniesieniu do instalatorów magazynów energii i punktów ładowania zostały wprowadzone do ustawy o dozorze technicznym (Rozdział 4a. Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom punktów ładowania i magazynów energii oraz akredytowania organizatorów szkoleń).

Dodanie nowego zakresu dot. magazynów energii i punktów ładowania uzupełni istniejący system certyfikacji, który dzięki temu spełni wymagania nałożone na państwa członkowskie przez przepisy dyrektywy RED III i umożliwi użycie jednego wzoru certyfikatu dla potwierdzenia ww. kwalifikacji przez Prezesa UDT.

2.8 Inne obszary

2.8.1 Promowanie przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych

Współpraca między państwami członkowskimi w dziedzinie promowania energii ze źródeł odnawialnych może przyjąć formę transferów statystycznych, systemów wsparcia lub wspólnych projektów. Współpraca ta jest efektywna kosztowo oraz przyczynia się do integracji rynku. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2020/1294 z dnia 15 września 2020 r. w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych²⁸ zapewniło finansowanie takich projektów z trzech źródeł:

- rządy państw UE mogą zasilać mechanizm dobrowolnymi wpłatami;
- budżet mechanizmu może być zasilany z innych programów i funduszy UE, w szczególności w celu zmniejszenia kosztu kapitału w przypadku projektów w dziedzinie energii ze źródeł odnawialnych lub zacieśnienia współpracy regionalnej między państwami UE i między państwami UE a państwami trzecimi;
- mechanizm może otrzymywać wkład z sektora prywatnego, przy czym podmiot prywatny może wskazać preferowany projekt lub rodzaj technologii albo preferowane końcowe zastosowanie, którym chce udzielić wsparcia. doprowadziłyby do spełnienia tego obowiązku przez zaangażowane państwa członkowskie.

Do tej pory współpraca między państwami członkowskimi w tym zakresie była jednak prowadzona na bardzo ograniczoną skalę, co prowadziło do uzyskiwania nieoptymalnych wyników, jeżeli chodzi o efektywność zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych.

Ustawa o OZE wprowadziła do polskiego porządku prawnego ramy prawne dla tzw. wspólnych projektów energetycznych, implementując tym samym postanowienia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE²⁹. Zmienioną dyrektywą RED III art. 9 ust. 1a dyrektywy 2018/2001 stanowi, że do dnia 31 grudnia 2025 r., państwo członkowskie ustanowi ramy współpracy dotyczącej wspólnych projektów z innym państwem członkowskim lub większą ich liczbą w zakresie produkcji energii odnawialnej. Przy czym, do dnia 31 grudnia 2030 r.

²⁸ Dz. U. L 303 z 17.9.2020, s. 1.

²⁹ Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16.

państwa członkowskie powinny dołożyć starań by uzgodnić ustanowienie co najmniej dwóch wspólnych projektów zaś do dnia 31 grudnia 2033 r. – trzeciego wspólnego projektu energetycznego.

Celowe stało się więc wprowadzenie do art. 164 ust. 1 ustawy o OZE zmiany polegającej na usunięciu ograniczenia czasowego stosowania tego przepisu. W celu zapewnienia najlepszej czytelności zmienianych przepisów, takie rozwiązanie wydaje się najbardziej efektywne. Jednocześnie rozszerzono zakres art. 127b ustawy o OZE dotyczącego działań promujących o przystępowanie przedsiębiorstw energetycznych wspólnych projektów energetycznych, co będzie wykazywane w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.

2.8.2 Aktualizacja odnośników w innych ustawach

2.8.2.1 Ustawa – Prawo budowlane

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy – Prawo budowlane odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące art. ww. ustawy w szczególności art. 5 ust. 1, 2, 2a, art. 7 ust. 2 pkt 1, art. 29 ust. 2 pkt 26, art. 29 ust. 3 pkt 1 lit. f, art. 29 ust. 3 pkt 3 lit. e, art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c, art. 35 ust. 6, art. 36a ust. 5 - dotyczące m.in. podstaw prawidłowej budowy, podstawy prawnej dla wydania rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, budynków jednostek sektora finansów publicznych, decyzji o pozwoleniu na budowę/zgłoszenia, istotnego odstąpienia, służą wdrożeniu art. 15a ust. 3 dyrektywy 2018/2001 dodanej dyrektywą RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.2 Ustawa – Prawo energetyczne

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy – Prawo energetyczne odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące art. ww. ustawy w szczególności: art. 7b ustawy – Prawo energetyczne dotyczącego wykorzystania w budynkach systemu ciepłowniczego oraz art. 15ab tej ustawy dotyczącego podstawy prawnej dla opracowania KPEiK, określającego krajowy udział energii odnawialnej, służą wdrożeniu art. 15a ust. 1 i 3 dyrektywy 2018/2001 dodanej dyrektywą RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.3 Ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków, odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące art. ww. ustawy w szczególności: art. 1, art. 2, art. 3, art. 5, art. 11c, art. 11h, art. 11m dot. finansowania ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów, premii termomodernizacyjnej, grantu OZE, przedsięwzięć niskoemisyjnych, przedsięwzięć termomodernizacyjnych, służą wdrożeniu art. 15a ust. 3 dyrektywy 2018/2001 dodanej dyrektywą RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.4 Ustawa o etykietowaniu energetycznym produktami związanymi z energią

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy o etykietowaniu energetycznym produktów związanych z energią, odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Cały akt prawny pośrednio promuje stosowanie systemów i urządzeń grzewczych i chłodniczych wykorzystujących źródła odnawialne (system etykietowania energetycznego zachęca do wyboru bardziej efektywnych energetycznie urządzeń, co może obejmować technologie oparte na OZE (np. pompy ciepła, systemy fotowoltaiczne z magazynowaniem energii), a także w zakresie organizacji i działania systemu kontroli etykietowania energetycznego produktów związanych z energią, służy wdrożeniu art. 15a ust. 6 dyrektywy 2018/2001 dodanej do dyrektywy RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.5 Ustawa o charakterystyce energetycznej budynków

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków³⁰, odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące artykuły ww. ustawy w szczególności: art. 3, art. 12, art. 31, art. 32, art. 39, art. 39a, art. 40 dotyczące Centralnego Rejestru Charakterystyki Energetycznej Budynków, Krajowego planu działań, Długoterminowej strategii renowacji budynków, kampanii informacyjnej, wymagań stawianych budynkom publicznym czy w zakresie sporządzania i umieszczania świadectw charakterystyki energetycznej w widocznym miejscu, służy wdrożeniu art. 15a ust. 1, 3, 4 i 6 dyrektywy 2018/2001 dodanej do dyrektywy RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.6 Ustawa o efektywności energetycznej

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej³¹, odnośnik informujący o wdrożeniu przepisów dyrektywy 2018/2001 wprowadzonych do dyrektywy RED III. Obowiązujące art. 6, art. 7, art. 8 i art. 19 tej ustawy dotyczące środków poprawy efektywności energetycznej, wymagań stawianych jednostkom sektora publicznego/organom władzy publicznej, służy wdrożeniu art. 15a ust. 3, 4 i 6 dyrektywy 2018/2001 dodanej do dyrektywy RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.7 Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące artykuły tej ustawy w szczególności art. 12a dot. instalowania punktów ładowania na stanowiskach postojowych związanych z budynkami, służy wdrożeniu art. 15a ust. 3 dyrektywy 2018/2001 dodanej do dyrektywy RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

2.8.2.8 Ustawa – Prawo zamówień publicznych

Projektowana ustawa wprowadza do ustawy – Prawo zamówień publicznych odnośnik informujący o wdrożeniu dyrektywy RED III. Obowiązujące artykuły tej ustawy w szczególności art. 17 ust. 1 pkt 2, art. 83 ust. 3, art. 96 ust. 1, art. 99, art. 101, art. 102 ust. 1 pkt

³⁰ Dz. U. z 2024 r. poz. 101.

³¹ Dz. U. z 2025 r. poz. 711.

1, art. 102, art. 242 ust. 1 oraz ust. 2 pkt 3, dot. zasad udzielania zamówień, służą wdrożeniu art. 15a ust. 5 dyrektywy 2018/2001 dodanej dyrektywą RED III, mającego na celu zwiększanie roli energii odnawialnej w budownictwie.

Ww. ustawa określa możliwości uwzględniania efektów środowiskowych podczas udzielania zamówienia oraz wymagań związanych z jego realizacją, które mogą obejmować aspekty środowiskowe i być wykorzystane do promowania współpracy w obszarze OZE.

2.8.3 Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych

Projektowany ust. 1a w art. 101 ustawy – Prawo zamówień publicznych wprowadza szczegółową kolejność preferencji norm technicznych stosowanych przy określaniu przedmiotu zamówienia w przypadku urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego. Przewidziana w przepisie hierarchia uwzględnia w pierwszej kolejności Polskie Normy przenoszące normy zharmonizowane, do których odniesienia zostały opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, w celu uzupełnienia i realizacji wymogów wynikających w szczególności z rozporządzenia (UE) 2017/1369 dotyczącego etykietowania energetycznego oraz dyrektywy 2009/125/WE ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu. Dopiero w dalszej kolejności stosowane mogą być inne normy zharmonizowane oraz – na trzecim poziomie – inne normy europejskie, o ile nie istnieją normy spełniające wymogi pierwszych dwóch grup, lub normy te nie mogą zostać zastosowane.

Tak skonstruowana kolejność preferencji zapewnia, że zamawiający w pierwszej kolejności posługuje się normami w pełni zgodnymi z dorobkiem prawa Unii Europejskiej, a więc odnoszącymi się do prawnie wiążących wymogów w zakresie efektywności energetycznej, ekoprojektu i parametrów użytkowych urządzeń wytwarzających energię z OZE. Rozwiązanie to zapewnia spójność krajowych procedur zamówieniowych z obowiązującymi standardami unijnymi, wzmacnia przejrzystość techniczną specyfikacji oraz sprzyja podnoszeniu jakości zamawianych produktów i urządzeń.

2.9 Zagadnienia spoza wdrożenia przepisów dyrektywy RED III

2.9.1 Złagodzenie kary w przypadku pierwszego naruszenia obowiązku określonego dla wytwórcy biogazu rolniczego

Projektowane zmiany w odniesieniu do wytwórców biogazu rolniczego mają na celu wprowadzenie stopniowania wysokości kar i sankcji za popełniane naruszenia. Obecnie obowiązujące przepisy zobowiązują Dyrektora Generalnego KOWR do wydania decyzji o zakazie wykonywania przez wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego w przypadku każdorazowego naruszenia określonych obowiązków. Wśród możliwych naruszeń skutkujących decyzją o zakazie wykonywania działalności gospodarczej, przepisy ustawy o OZE wskazują zarówno wykorzystanie surowców niemieszczących się w definicji biogazu rolniczego jak i nieprowadzenie dokumentacji.

Obowiązująca sankcja nie przewiduje możliwości naprawy popełnionego błędu skazując wytwórcę na wykreślenie z rejestru wytwórców biogazu rolniczego i zakazem ponownego wpisu do tego rejestru przez 3 lata. W świetle obowiązujących zasad wynikających z art. 21 a

ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców³², zwanej dalej „ustawą – Prawo przedsiębiorców”, wprowadzających prawo do popełnienia błędu i możliwość jego naprawy, istnieje konieczność odpowiedniego dostosowania przepisów odnoszących się do wytwórców biogazu rolniczego. W związku z tym, projekt wprowadza rozwiązania uchylające wykreślenie wytwórcy z rejestru wytwórców biogazu rolniczego w przypadku pierwszego naruszenia obowiązków, o których mowa w art. 25 pkt 3-5 ustawy o OZE lub warunku określonego w art. 4 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu. Wprowadzenie tych rozwiązań poza zmianami w ustawie o OZE wymaga również zmian w ustawie z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu³³.

Ponadto, w celu ujednoczenia przepisów dotyczących zasad wytwarzania biogazu rolniczego oraz biogazu innego niż rolniczy, zaproponowano wykreślenie obowiązku nadawania decyzji Dyrektora Generalnego KOWR rygoru natychmiastowej wykonalności. Takie rozwiązanie ułatwi stosowanie w praktyce przepisu przy jednoczesnym zachowaniu prawa wytwórcy do odwołania się do organu wyższej instancji. Dopiero decyzja ostateczna będzie podstawą do podjęcia dalszych działań, w tym wykreślenia wytwórcy z rejestru.

W zmianie art. 30 ustawy o OZE zaproponowano wprowadzenie kategorii rażącego naruszenia przepisów, które to będzie sankcjonowane zakazem wykonywania działalności gospodarczej w zakresie produkcji biogazu rolniczego (tj. wykreśleniem z rejestru). Przez rażące naruszenie obowiązków lub warunków będzie rozumiane kolejne naruszenie tego samego rodzaju. Pierwsze naruszenie będzie jednocześnie sankcjonowane karą finansową, co stworzy możliwość naprawiania błędów oraz dalszego funkcjonowania.

W konsekwencji zmiany wprowadzającej stopniowanie kary wprowadza się odpowiednie zmiany w przepisach dotyczących zasad przeprowadzania kontroli przez Dyrektora Generalnego KOWR oraz przekazywania do odpowiednich organów informacji o podjętych działaniach względem wytwórców biogazu rolniczego. W celu ujednoczenia zasad prowadzenia kontroli przez Dyrektora Generalnego KOWR w odniesieniu do wszystkich podmiotów prowadzących regulowaną działalność gospodarczą, w ustawie – Prawo przedsiębiorców zaproponowano zwolnienie z zawiadamiania o zamiarze wszczęcia kontroli. Takie rozwiązanie stosowane jest obecnie w przypadku wytwarzania biokomponentów stosowanych do realizacji celu OZE w transporcie. Z uwagi na wytwarzanie biometanu na podstawie ustawy o odnawialnych źródłach energii, który może również być wykorzystywany do celów transportowych, konieczne jest ujednoczenie zasad przeprowadzania kontroli.

2.9.2 Zmiany umożliwiające operatorowi rozliczeń energii odnawialnej dochodzenie niezależnie wypłaconego wsparcia

Niezależnie od nakładania przez Dyrektora Generalnego KOWR kar administracyjnych, wytwórcy biogazu rolniczego, którzy popełnili naruszenie w zakresie wykorzystania niewłaściwych substratów do produkcji biogazu rolniczego będą zobowiązani do zwrotu

³² Dz. U. z 2025 r. poz. 1480.

³³ Dz. U. z 2026 r. poz. 1562.

nienależnie pobranego wsparcia. W tym celu na podstawie informacji Dyrektora Generalnego KOWR odrębne postępowanie będzie prowadził operator rozliczeń energii odnawialnej.

Projekt zakłada zmiany w ustawie o OZE, które umożliwią operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, którego rolę pełni Zarządca Rozliczeń S.A., zwany dalej „ZRSA”, odzyskiwanie nienależnie wypłaconego wsparcia, w przypadku, gdy dany wytwórca uzyskał te wsparcie niesłusznie. Zmiany doprecyzowujące kwestię odzyskiwania nienależnie wypłaconego wsparcia mają na celu zapobiegnięcie sytuacji, w których operator rozliczeń energii odnawialnej ma trudności z wyegzekwowaniem zwrotu wsparcia w przypadku, gdy było ono wypłacane nienależnie (np. w okresie naruszeń obowiązków wytwórcy biogazu rolniczego).

Przepisy jednoznacznie wskazujące na możliwość dochodzenia przez ZRSA odzyskania nienależnie wypłaconego wsparcia, które zawiera projekt, są potrzebne ze względu na pojawiające się w ramach prowadzonych postępowań o odzyskanie nienależnego wsparcia wątpliwości co do uprawnienia operatora rozliczeń energii odnawialnej do dochodzenia zwrotu tego wsparcia. Intencją ustawodawcy nie było, aby ZRSA nie był uprawniony do odzyskiwania nienależnie wypłaconego wsparcia, w związku z czym występuje potrzeba, aby kwestia ta została jednoznacznie opisana w przepisach ustawy o OZE.

W treści ustawy o OZE jednoznacznie wskazano, że w przypadku decyzji wydanych z powodu naruszeń dotyczących stosowania niewłaściwego substratu otrzymane przez wytwórcę w okresie naruszenia ujemne saldo uznaje się za nienależne i podlega zwrotowi. Zmiana w ustawie o OZE ma na celu rozszerzenie zakresu uprawnień operatora rozliczeń energii odnawialnej w celu lepszej kontroli oraz ewentualnego dochodzenia zwrotów wypłaconych środków publicznych w ramach przewidzianych ustawą systemów wsparcia. W obecnych przepisach nie jest jasno doprecyzowana ścieżka postępowania w celu odzyskania nienależnie pobranych środków za okres wykorzystywania do produkcji energii elektrycznej innego biogazu niż rolniczy w biogazowniach rolniczych. Doprecyzowanie przepisów dodatkowo przesądza rodzaj pobieranych odsetek i sposób ich naliczania. Utrata przez biogazownię statusu biogazowni rolniczej, tj. wykreślenie jej z rejestru wytwórców biogazu rolniczego, wiąże się z określonymi konsekwencjami, w tym z utratą prawa do wsparcia na gruncie ustawy o OZE, polegającego na prawie do pokrycia ujemnego salda.

Należy wskazać, że podmioty wytwarzające energię elektryczną z biogazu rolniczego, które do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji OZE wykorzystują substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy o OZE, pobierają nienależne im wsparcie, dedykowane w określonej wysokości wyłącznie biogazowniom rolniczym. Jeśli zatem dochodzi do naruszenia przepisów ustawy o OZE, podmiot pobierający wsparcie na podstawie tych przepisów winien zwrócić nieuprawnioną pomoc publiczną, która wypłacana jest, na podstawie ustawy o OZE przez ZRSA.

Dodane zostaną nowe artykuły w ustawie o OZE, określające, że kwota podlegająca zwrotowi będzie określana w decyzji administracyjnej wydawanej przez ZRSA. Decyzja ta podlegać będzie natychmiastowemu wykonaniu. Mechanizm decyzji administracyjnej ZRSA pozwalającej na odzyskanie nienależnie wypłaconego wsparcia stanowi analogiczne rozwiązanie do obowiązujących obecnie przepisów art. 62i ustawy – Prawo energetyczne co sprawia, że działanie tego mechanizmu ma oparcie w praktyce. Co istotne, projektowane

rozwiązanie dotyczące odwołania od przedmiotowej decyzji zakłada dwuinstancyjność – organem wyższego stopnia będzie wyspecjalizowany w tym zakresie organ, tj. Prezes URE.

Dodawane projektem ustawy przepisy mają na celu uniknięcie sporów i wątpliwości, co do podstaw i trybu egzekucji środków publicznych i uniknięcia prowadzenia procesów przed sądami powszechnymi.

2.9.3 Rozszerzenie katalogu zabezpieczeń o gwarancje ubezpieczeniową

Ustawa o OZE w aktualnym brzmieniu wyklucza wniesienie zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej, której natura oraz sens ekonomiczny i prawny są tożsame z naturą oraz sensem ekonomicznym i prawnym gwarancji bankowej (różnica ogranicza się do podmiotu będącego gwarantem). Prowadzi to do swoistej dyskryminacji sektora ubezpieczeniowego, która nie występuje w innych aktach prawnych dopuszczających wniesienie zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej. Ta forma zabezpieczenia występuje w kluczowych dla całej gospodarki aktach prawnych, takich jak ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe³⁴, ustawa z dnia 19 marca 2004 r. – Prawo celne³⁵, ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o międzynarodowym przemieszczaniu odpadów³⁶, ustawa – Prawo geologiczne i górnicze, ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, ustawa z dnia 13 czerwca 2013 r. o gospodarce opakowaniami i odpadami opakowaniowymi³⁷, ustawa z dnia 11 września 2015 r. o zużytych sprzęcie elektrycznym i elektronicznym³⁸, ustawa – Prawo zamówień publicznych czy ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych³⁹.

W związku z powyższym, zasadne jest uwzględnienie gwarancji ubezpieczeniowej jako formy zabezpieczenia w odpowiednich przepisach ustawy o OZE, tj. w art. 70b w ust. 6, w art. 70ba w ust. 2 w pkt 6, w art. 78 w ust. 3 i 4, w art. 79a w ust. 2 w pkt 6, w art. 81 w ust. 4a, w art. 83a ust. 2 oraz w art. 83m ust. 6.

Do podstawowych zalet gwarancji ubezpieczeniowej należą: brak blokady środków pieniężnych (w przeciwieństwie do kaucji gotówkowej), poprawa płynności finansowej oraz nienaruszanie linii kredytowej w banku.

2.9.4 Zmiany w zakresie korzystania z systemów wsparcia przez instalacje przyłączone w trybie *cable pooling*

Ustawa o OZE przewiduje równoległe funkcjonowanie mechanizmów wsparcia takich jak m.in. system aukcyjny, systemy FIT/FIP oraz system świadectw pochodzenia, który obecnie ma charakter systemu zamkniętego, tzn. nie przewiduje możliwości uczestnictwa w nim nowych instalacji, ale nadal wspiera instalacje funkcjonujące w jego ramach. Wspólną cechą jest kwalifikacja instalacji OZE do danego systemu wsparcia na podstawie przesłanek formalnych po złożeniu stosownej deklaracji.

³⁴ Dz. U. z 2026 r. poz. 1.

³⁵ Dz. U. z 2024 r. poz. 1373.

³⁶ Dz. U. z 2024 r. poz. 746.

³⁷ Dz. U. z 2025 r. poz. 870 i 1812, z 2026 r. poz. 174 i 176.

³⁸ Dz. U. z 2024 r. poz. 573, z 2026 r. poz. 176.

³⁹ Dz. U. z 2025 r. poz. 498 i 1535.

Obowiązek wydzielania odrębnego zespołu urządzeń wyprowadzania mocy nie determinuje przynależności instalacji OZE do określonego systemu wsparcia ani nie wpływa na zakres praw i obowiązków wytwórcy wynikających z uczestnictwa w tych systemach. W obecnie obowiązujących przepisach tylko jedna z instalacji OZE przyłączonych w trybie *cable pooling* może funkcjonować w systemie wsparcia. Utrzymywanie tego obowiązku w sytuacjach, w których w danym miejscu przyłączenia funkcjonują lub mogą funkcjonować instalacje spełniające wymagania formalne określone w ustawie o OZE, nie jest już zasadne ani technicznie konieczne.

Projektowana regulacja umożliwi współdzielenie infrastruktury w sytuacjach, w których instalacje spełniają przesłanki uczestnictwa w systemach wsparcia, do którego są lub mają być zakwalifikowane bez ograniczenia liczby tych instalacji OZE w jednym miejscu przyłączenia do sieci. Rozwiązanie to pozostaje zgodne z zasadami wyznaczania parametrów wsparcia, w tym w szczególności kalkulacji ceny referencyjnej. Regulacje dotyczące ustalania tej ceny wskazują, że przy jej określaniu uwzględnia się nakłady inwestycyjne związane z przygotowaniem projektu i budową wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną. Konstrukcja tych regulacji nie przewiduje różnicowania poziomu wsparcia z uwagi na indywidualne koszty przyłączeniowe, które ze względu na swoje często bardzo duże zróżnicowanie nie mogą stanowić jednolitego kryterium odniesienia.

Obecnie, instalacja przyłączana jako kolejna w danym miejscu przyłączenia nie może korzystać z mechanizmów wsparcia przewidzianych w ustawie o OZE. Rozwiązanie takie było zasadne na etapie początkowego wdrażania zasad współdzielenia infrastruktury przez różne instalacje OZE. Rozwiązanie to pełni funkcję zabezpieczającą, umożliwiając stopniowe dostosowanie rynku i dając czas właściwym organom na dostosowanie wykładni wprowadzonych przepisów do ówczesnie zupełnie nowych realiów, w których kilka instalacji mogło funkcjonować w ramach jednego miejsca przyłączenia do sieci. W początkowym okresie konstrukcja i współistnienie systemów wsparcia miała znaczenie drugorzędne wobec potrzeby uporządkowania i praktycznego zastosowania reguł dzielenia infrastruktury przyłączeniowej określonych w ustawie – Prawo energetyczne. Mając na uwadze, że omawiana instytucja obowiązuje już ponad 2 lata, podczas których w praktyce ukształtowały się zasady współdzielenia przyłączy, utrzymywanie obecnego ograniczenia nie znajduje już uzasadnienia, co przemawia za jego zmianą.

2.10 Przepisy przejściowe

2.10.1 Przepisy przejściowe w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa

Celem przepisu wyłączające stosowanie nowego art. 116 ust. 2aa ustawy o OZE do postępowań wszczętych na podstawie wniosków złożonych w okresie bezpośrednio poprzedzającym wejście w życie ustawy, w których uczestnicy postępowania działali w zaufaniu do dotychczasowego stanu prawnego jest zapewnienie ochrony praw nabytych oraz stabilności toczących się postępowań administracyjnych dotyczących wydania warunków przyłączenia. Przyjęcie 30-dniowego okresu granicznego umożliwia podmiotom ubiegającym się o warunki przyłączenia racjonalne dostosowanie się do nowych wymogów regulacyjnych.

Kolejny przepis odnoszący się do przedmiotowych zmian określa termin pierwszego

wykonania nowego obowiązku informacyjnego przez ministra właściwego do spraw energii, polegającego na zamieszczeniu w Biuletynie Informacji Publicznej informacji, o których mowa w art. 7ba ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Wyznaczenie terminu trzymiesięcznego jest niezbędne dla zapewnienia właściwego przygotowania merytorycznego i organizacyjnego materiałów informacyjnych, a jednocześnie gwarantuje terminowe udostępnienie informacji podmiotom zainteresowanym stosowaniem nowych przepisów.

Wprowadzono również okres na dostosowanie ocen sporządzanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych do nowych wymogów wynikających z art. 10d ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Okres 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy uwzględnia konieczność aktualizacji procedur wewnętrznych, metodologii oceny oraz narzędzi analitycznych stosowanych przez operatorów, przy jednoczesnym zachowaniu ciągłości realizacji ich ustawowych zadań.

Określono także termin pierwszego wykonania nowego obowiązku uwzględnienia krajowego celu ciepłownictwa systemowego w krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, o którym mowa w art. 15ab ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Przepisy art. 15ac-15ae tej ustawy stosuje się po raz pierwszy do opracowania krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu przekazywanego do Komisji Europejskiej do dnia 1 stycznia 2028 r.

W przepisach przejściowych nałożono na operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego obowiązek uzupełnienia planów rozwoju zgodnie z nowym art. 16 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne. Wyznaczenie 90-dniowego terminu na dokonanie tych uzupełnień od dnia wejścia w życie ustawy zapewnia operatorom odpowiedni czas na uwzględnienie nowych wymogów w dokumentach planistycznych. Rozwiązanie to sprzyja spójności planowania rozwoju sieci z nowymi celami regulacyjnymi, w tym w zakresie integracji odnawialnych źródeł energii, przy zachowaniu realności i wykonalności obowiązków nałożonych na operatorów.

2.10.2 Przepisy przejściowe dotyczące zmian w zakresie korzystania z systemów wsparcia przez instalacje przyłączane w trybie *cablę pooling*

Przepisy przejściowe w tym zakresie mają na celu objęcie nowymi regulacjami wytwórców, którzy przed wejściem w życie niniejszej ustawy uzyskali określone rozstrzygnięcia formalne uprawniające do uzyskania wsparcia w postaci zaświadczenia lub wygranej aukcji, lecz na dzień wejścia w życie ustawy nie dokonali jeszcze przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, z którego produkcja energii jest przedmiotem przyznanego wsparcia, do sieci elektroenergetycznej.

Zastosowanie nowego brzmienia art. 70a ust. 2¹ oraz art. 71 ust. 1b ustawy o OZE do tej grupy wytwórców jest uzasadnione, ponieważ instalacje te nie zostały jeszcze uruchomione i nie uczestniczą w systemie wsparcia w sensie faktycznym. Ich sytuacja techniczna i inwestycyjna jest zatem porównywalna z sytuacją instalacji realizowanych już na podstawie nowych przepisów. Przyjęte rozwiązanie zapobiega nieuzasadnionemu różnicowaniu sytuacji prawnej wytwórców oraz umożliwia spójne stosowanie zmienionych regulacji w odniesieniu do instalacji OZE, które nie zostały jeszcze przyłączone do sieci. Jednocześnie nie narusza ono praw nabytych, gdyż nie obejmuje instalacji już przyłączonych ani energii elektrycznej

wytworzonej przed dniem wejścia w życie ustawy.

2.10.3 Przepisy przejściowe dotyczące gwarancji pochodzenia

W przepisach przejściowych i dostosowujących przesądza się, że operator, o którym mowa w art. 125^[1] ustawy o OZE, tworzy rejestr gwarancji pochodzenia, a dotychczasowy rejestr staje się elementem tego rejestru; operator zawiadamia ministra właściwego do spraw klimatu o utworzeniu rejestru i gotowości do realizacji zadań, zaś minister ogłasza w Monitorze Polskim i w BIP komunikat o rozpoczęciu funkcjonowania elektronicznej platformy w terminie 7 dni od uzyskania informacji. Celem jest zapewnienie ciągłości funkcjonowania systemu i formalne wyznaczenie momentu rozpoczęcia pracy nowej platformy.

Ustanawia się także tryb „pierwszego zasilenia” rejestru i nadania uprawnień: podmioty wskazane w art. 121a ust. 3 i 4 ustawy o OZE oraz podmiot, o którym mowa w art. 3 pkt 72 ustawy CHP, przekazują operatorowi rejestru odpowiednie dane po raz pierwszy, a operator zapewnia dostęp do rejestru podmiotom wymienionym w art. 125^[1] ust. 2 ustawy o OZE oraz podmiotom, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy CHP – w terminie miesiąca od ogłoszenia komunikatu o rozpoczęciu funkcjonowania platformy; celem jest sprawne uruchomienie rejestru z zapewnieniem kompletności danych i dostępów dla wszystkich uczestników procesu.

Zobowiązuje się operatora do opracowania i udostępnienia regulaminu, o którym mowa w art. 125^[1] ustawy o OZE, w terminie miesiąca od ogłoszenia komunikatu o uruchomieniu platformy, co ma umożliwić transparentne i jednolite zasady korzystania z rejestru, w tym w zakresie opłat, uznawania i reklamacji.

Wnioski o uznanie gwarancji pochodzenia złożone i nierozpatrzone przed wejściem w życie zmian pozostają skuteczne i podlegają rozpatrzeniu na podstawie przepisów dotychczasowych, a wnioski o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii wytworzonej przed wejściem w życie zmian rozpatruje się według dotychczasowych przepisów. Celem jest ochrona interesów w toku i zapewnienie pewności prawa.

2.10.4 Przepisy przejściowe dot. certyfikacji instalatorów OZE

W przepisach przejściowych uregulowano warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom OZE oraz akredytowania organizatorów szkoleń, w odniesieniu do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. W tych sytuacjach stosuje się przepisy dotychczasowe.

Określono także zasady funkcjonowania Komitetu Odwoławczego przy Prezesie UDT w kontekście wprowadzanych zmian. Nowych członków Komitetu wyznaczy w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy minister właściwy do spraw gospodarki, a dotychczasowi członkowie Komitetu będą pełnić swoją funkcję do dnia powołania nowych członków Komitetu.

W przepisach uregulowano również konieczność utworzenia przez Prezesa UDT rejestru certyfikowanych instalatorów, wydanych certyfikatów i ich wtórników oraz akredytowanych organizatorów szkoleń w zakresie magazynów energii i punktów ładowania.

Określono także zasady powołania Komitetu Odwoławczego przy Prezesie UDT. Nowych członków Komitetu wyznaczy w terminie 2 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy

minister właściwy do spraw gospodarki.

2.10.5 Przepisy przejściowe w zakresie biomasy

Projektowane przepisy przejściowe w zakresie regulacji dotyczących biomasy (w tym paliw gazowych i stałych z biomasy) mają na celu zapewnienie jednoznacznych i klarownych zasad stosowania prawa. Wprowadzane regulacje porządkują sposób rozstrzygania spraw pozostających w toku w zakresie wydawania świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 i art. 45, sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o której mowa w art. 70a i 70b, deklaracji przystąpienia do aukcji, o której mowa w art. 71 i składania ofert, o którym mowa w art. 79 ustawy o OZE.

W zakresie świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej przed dniem wejścia w życie projektu ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe, natomiast dla energii elektrycznej wytworzonej po wejściu w życie projektu ustawy stosuje się przepisy nowe. Natomiast do wniosków o wydanie świadectwa pochodzenia, o których mowa art. 45 ustawy o OZE, które zostały złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia w życie projektu ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe. Z uwagi na mechanizm wydawania świadectw pochodzenia za energię elektryczną wytworzoną w przeszłości zasadnym jest utrzymanie dotychczasowego brzmienia przepisów do momentu rozstrzygnięcia wniosków złożonych przed wejściem w życie nowelizacji ustawy.

Do deklaracji, o których mowa w art. 70b ust. 1 i art. 71 ust. 1 ustawy o OZE w przypadku spraw wszczętych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie projektu ustawy należy stosować przepisy nowe (w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą). Również przepisy nowe stosuje się do wniosków, o których mowa w art. 75 ust. 3 ustawy o OZE, które zostały złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. Stosowanie we wskazanych przypadkach przepisów nowych a nie dotychczasowych minimalizuje ryzyko ewentualnej konieczności zwrotu pomocy publicznej wynikającej z upłynięcia terminu wdrażania dyrektywy RED III.

Do ofert, o których mowa w art. 79 ust. 1 ustawy o OZE, które zostały złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy stosuje się art. 79 ust. 3 ustawy o OZE w brzmieniu dotychczasowym. Na etapie złożenia ofert w ramach aukcji uznano za zasadne stosowanie przepisów dotychczasowych, ponieważ jest to zbyt zaawansowany etap ubiegania się o wsparcie, aby zmieniać warunki przystępowania do aukcji.

W projekcie ustawy przewidziano przedłużenie terminu wejścia w życie przepisów dotyczących zmian w zakresie spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (GHG). Wynika to z zakresu regulacji, które nakładają na podmioty prowadzące instalacje OZE nowe obowiązki dotyczące wymogów certyfikacji w ramach uznanego systemu certyfikacji celem uzyskania wsparcia operacyjnego.

Wprowadzenie tych obowiązków z krótkim *vacatio legis* mogłoby prowadzić do niespełnienia wymogów dla istniejących instalacji OZE, które zostały zaprojektowane i uruchomione w odmiennym stanie prawnym.

Z tego względu, przyjęcie 12-miesięcznego okresu przejściowego umożliwi podmiotom zobowiązanym racjonalne i proporcjonalne dostosowanie się do nowych regulacji,

zaplanowanie niezbędnych inwestycji oraz przeprowadzenie procesu certyfikacyjnego bez zakłócania ciągłości funkcjonowania instalacji OZE. Okres ten pozwoli również właściwym organom oraz podmiotom certyfikującym na przygotowanie się do stosowania nowych przepisów, w tym opracowanie wytycznych, procedur oraz zapewnienie odpowiednich zasobów organizacyjnych.

Dodatkowo, do deklaracji, o których mowa w art. 70b ust. 1 i art. 71 ust. 1 ustawy o OZE oraz art. 83m ust. 1 ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy stosuje się art. 135a ustawy o OZE w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą.

2.10.6 Przepisy przejściowe dotyczące biogazu rolniczego

Przepisy przejściowe regulują także kwestie związane ze zmianami wprowadzanymi projektem ustawy w zakresie rynku biogazu rolniczego, co ma na celu jednoznaczne i klarowne stosowanie przepisów w sytuacjach mogących budzić wątpliwości interpretacyjne. Uregulowano kwestię przekazywania informacji przez Dyrektora Generalnego KOWR, o których mowa w art. 28 ust. 3 ustawy OZE – zgodnie z przepisem przejściowym do zdarzeń występujących przed wejściem w życie projektowanej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe, zaś do tych które wystąpią po wejściu w życie projektowanych przepisów będzie się stosowało przepisy w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą. Doprecyzowanie tej kwestii jest istotne, gdyż przepis art. 28 ust. 3 ustawy OZE wskazuje 7-dniowy termin przekazania stosownej informacji przez Dyrektora Generalnego KOWR, co przy zdarzeniach mających miejsce w dniach poprzedzających wejście projektowanej ustawy w życie mogłoby budzić wątpliwość, które brzmienie przepisów należy zastosować.

Dodatkowo, uregulowano kwestię wszczętych i niezakończonych postępowań w zakresie działalności związanej z biogazem rolniczym. W projektowanym przepisie wskazano, że dla ww. postępowań stosowane będą przepisy art. 30-31a ustawy OZE w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą, co dla wytwórców biogazu rolniczego, energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biometanu z biogazu rolniczego jest rozwiązaniem korzystnym – w obecnym stanie prawnym podmioty te zagrożone są wykreśleniem z rejestru wytwórców biogazu rolniczego już przy pierwszym naruszeniu, zastosowanie nowych przepisów daje im szansę na skorzystanie z łagodniejszych przepisów przewidujących wykreślenie z ww. rejestru dopiero przy kolejnym naruszeniu. Jednocześnie w przepisie przejściowym wskazano, że w powyższych przypadkach stosowana będzie kara pieniężna przewidziana w art. 168 pkt 23a ustawy OZE a nie zakaz wykonywania działalności, tak jak to będzie miało miejsce zgodnie z projektowanymi przepisami. Nowe przepisy będą miały również zastosowanie do przypadków ewentualnych nieprawidłowości, które miały miejsce u wytwórcy biogazu rolniczego przed wejściem w życie projektu ustawy, a zostaną zidentyfikowane przez KOWR po wejściu w życie projektu ustawy np. w przypadku przeprowadzenia kontroli działalności wytwórcy za kwartał z poprzedniego roku.

2.10.7 Przepis przejściowy dotyczący operatora rozliczania energii odnawialnej

Projektowana ustawa reguluje kwestię spraw o zwrot nienależnie wypłaconego wsparcia przez

operatora rozliczeń energii odnawialnej, które zostały wszczęte przed sądem powszechnym przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy. Przepis przejściowy przewiduje, że w takich przypadkach stosowane będą przepisy dotychczasowe. Uregulowanie tej kwestii ma za zadanie jednoznacznie wskazać jaką ścieżką odzyskiwania przez operatora rozliczeń energii odnawialnej nienależnie wypłaconego wsparcia powinna być stosowana w wyżej opisanym przypadku, co pozwoli uniknąć wątpliwości interpretacyjnych.

3. Wejście w życie

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

W tym zakresie wyjaśnienia wymaga również termin wejścia w życie przepisów zmieniających system gwarancji pochodzenia. Wchodzą one w życie w terminie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia przez ministra do spraw klimatu komunikatu o rozpoczęciu funkcjonowania elektronicznej platformy gwarancji pochodzenia. Projektodawca uznał, że tak elastyczne określenie momentu wejścia w życie przedmiotowych regulacji jest niezbędne, jako że dokonane zmiany w systemie gwarancji pochodzenia wymagają realizacji skomplikowanego zadania, jakim jest budowa obszernego systemu teleinformatycznego.

Zmiany przewidziane w art. 135a ustawy o OZE wejdą w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

4. Ocena zgodności projektu z prawem unii europejskiej

W ocenie projektodawców projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

5. Notyfikacja

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych⁴⁰.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

6. Wpływ na mikro- oraz małych i średnich przedsiębiorców

Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na sytuację mikroprzedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców, gdyż wprowadzając regulacje mające na celu przyspieszenie realizacji i poprawę warunków inwestycyjnych dla projektów związanych z instalacjami OZE oraz gwarantując rozwój przedsiębiorstw zaangażowanych w łańcuch dostaw materiałów i usług.

⁴⁰ Dz. U. poz. 2039.